



*Libro Branco
da Enerxía*

Galicia

Setembro, 2000

Indice



PRESENTACIÓN

INTRODUCCIÓN

1. ESCENARIO ENERXÉTICO INTERNACIONAL

1.1.-A COBERTURA DA DEMANDA MUNDIAL DE ENERXÍA

1.2.- A ENERXÍA NA OCDE

1.3.- A ENERXÍA NA UNIÓN EUROPEA

2. GALICIA NO CONTEXTO EUROPEO

2.1.- CONSIDERACIÓNS XERAIS

2.2.- NOVOS OBXECTIVOS ENERXÉTICOS

**2.3.- CRITERIOS PARA A IMPLANTACIÓN DA POLÍTICA
ENERXÉTICA**

2.4.- SITUACIÓN EN 1999

2.5.- AS ENERXÍAS RENOVABLES E O AMBIENTE

2.6.- ASIMILACIÓN DE NOVOS ESCENARIOS

3. ASPECTOS BÁSICOS DUNHA POLÍTICA ENERXÉTICA

3.1.- CAMBIOS BÁSICOS

3.2.- LIBERALIZACIÓN DO SISTEMA ENERXÉTICO

3.3.- OBXECTIVOS E ESTRATEXIAS ENERXÉTICAS

4. SITUACIÓN ENERXÉTICA DE GALICIA

4.1.- ENERXÍA PRIMARIA

**4.2.- RENDEMENTO DOS PROCESOS TRANSFORMADORES
PRODUCTIVOS**

4.3.- ENERXÍA DISPOÑIBLE

4.4.- CONSUMO INTERNO

4.5.- EXPORTACIÓN DE PRODUCTOS ENERXÉTICOS

**4.6.- CONSIDERACIÓNS SOBRE A SITUACIÓN ENERXÉTICA
ACTUAL**

5. GALICIA E O SEU FUTURO ENERXÉTICO: ESTRATEXIAS E LIÑAS DE ACTUACIÓN

5.1.- CAPACIDADE DE XESTIÓN

5.2.- DEPENDENCIA E DIVERSIFICACIÓN

5.3.- AFORRO E EFICIENCIA ENERXÉTICA

5.4.- ESCENARIOS DE ENERXÍA E POTENCIA

6. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

6.1.- XERACIÓN

6.2.- TRANSPORTE DE ENERXÍA ELÉCTRICA

**6.3.- SUBMINISTRACIÓN E DISTRIBUCIÓN DE ENERXÍA
ELÉCTRICA**

7. INFRAESTRUCTURA GASISTA.

- 7.1.- A PERSPECTIVA DA UTILIZACIÓN DE GAS NATURAL**
- 7.2.- O GAS NATURAL EN GALICIA**
- 7.3.- TRANSPORTE DE GAS: GASODUCTOS**
- 7.4.- TRANSPORTE DE GAS. PLANTA DE REGASIFICACIÓN**
- 7.5.- A DISTRIBUCIÓN Ó MERCADO DOMÉSTICO**
- 7.6.- O MERCADO DE GAS NATURAL EN GALICIA**
- 7.7.- AS FUTURAS LIÑAS DE DESENVOLVEMENTO GASISTA**

8. ENERXÍAS RENOVABLES E OUTRAS APLICACIÓNS ENERXÉTICAS

- 8.1.- ENERXÍAS RENOVABLES**
- 8.2.- OUTRAS APLICACIÓNS ENERXÉTICAS**

9. AFORRO E EFICIENCIA ENERXÉTICA

- 9.1.- SECTOR INDUSTRIAL**
- 9.2.- SECTOR TERCIARIO: SERVICIOS E DOMÉSTICO**
- 9.3.- SECTOR INSTITUCIONAL**

10.A NOVA REGULAMENTACIÓN XURÍDICA DA ENERXÍA

- 10.1.- ASPECTOS XERAIS**
- 10.2.- O SECTOR ELÉCTRICO**
- 10.3.- OS HIDROCARBUROS.**

ANEXOS

- 1.- UNIDADES E FACTORES DE CONVERSIÓN**
- 2.- ACRÓNIMOS E SIGLAS**

Presentación

PRESENTACIÓN

A explotación e xestión dos recursos enerxéticos constitúe, desde sempre, un dos grandes retos de calquera sociedade. Aspectos tales como a seguridade e a calidade da subministración de enerxía, a diversificación da súas fontes ou o consumo eficiente inflúen directamente no desenvolvemento económico e social, entendido no máis amplo dos seus sentidos.

Nas últimas décadas, a preservación do ambiente e, máis en xeral, a preocupación polo desenvolvemento sostible, concepto case omnipresente en calquera formulación de futuro, incidiron significativamente sobre a consideración da enerxía e os modos de utilizala, poñendo en cuestión os tradicionais modelos de explotación, en canto actuaban sobre recursos esgotables e producían efectos degradantes sobre o medio.

Non falta razón cando se expresan tales inquietudes, que forman xa, con carácter irreversible, parte do debate enerxético. Este vai, hoxe en día, moito máis aló de aspectos puramente economicistas, abarcando cuestións de natureza ambiental e, en xeral, relativas á mellora da calidade de vida dos cidadáns. Ós axentes que tradicionalmente o integraban uníronse outros axentes sociais e os cidadáns mesmos, que, en canto consumidores, reclaman cada vez maior protagonismo.

No presente documento, baixo o título “Libro Branco da Enerxía”, coordinado polo recentemente creado Instituto Enerxético de Galicia, faise un percorrido polos escenarios enerxéticos internacionais e, en especial, os da Unión Europea, o noso ámbito socioeconómico de referencia, nos que destacan tres obxectivos fundamentais: a xeneralización da competencia, a seguridade de subministración e a protección ambiental. A consecución de tales obxectivos é responsabilidade, claro está, dos órganos de goberno da propia Unión Europea e dos Estados membros, pero nela están chamadas a desempeñar un papel cada vez máis activo as Administracións Rexionais, en canto actúan a un nivel máis próximo ós cidadáns, ós que representan, e en canto son as únicas que poden adaptar ás súas propias singularidades estratexias e formulacións enerxéticas cada vez máis globais.

Ademais, nel, contéñense algunhas reflexións sobre a situación enerxética galega, describindo, a partir de distintos traballos e estudos efectuados por empresas, asociacións e entidades relacionados co sector, as capacidades de que dispoñemos para incrementar a nosa presenza na xeración enerxética, xa con recursos autóctonos xa con recursos importados, e, polo tanto, afianzar unha certa independencia neste ámbito e diversificar as nosas fontes de produción.

A presentación do Libro Branco da Enerxía prodúcese nun momento no que o sector enerxético se ve sometido a profundos cambios. A globalización económica e o desenvolvemento tecnolóxico deron unha nova dimensión á política enerxética. Por outra parte, e xa no marco da UE, os criterios e directrices tendentes á liberalización do sector provocaron un traslado progresivo da súa dirección ós consumidores.

É, xa que logo, este un momento oportuno para abrir un debate sobre o noso futuro enerxético, e a tal pretensión obedece o presente documento, esencialmente aberto ás achegas de cantos estean interesados no sector, que, sen dúbida, enriquecerán o seu contido e contribuirán ó deseño de estratexias concretas para o futuro.

Desexo agradecer o esforzo e interese de todos aqueles que fixeron posible o documento que se presenta e o dos que, a partir de agora, contribúan ó seu desenvolvemento.

Santiago de Compostela, xullo de 2000

Manuel Fraga Iribarne

Presidente da Xunta de Galicia

Introducción

INTRODUCCIÓN

Calquera aproximación que actualmente se faga ós asuntos enerxéticos, desde unha perspectiva internacional, reflicte unha serie de condicións, principios ou obxectivos amplamente compartidos.

Así, en primeiro lugar, cóincídese en que a dispoñibilidade enerxética constitúe un factor fundamental de desenvolvemento económico e de mellora de calidade de vida, e en que a seguridade do abastecemento e os prezos das enerxías finais resultan especialmente importantes.

A xestión dos recursos enerxéticos pasa, deste modo, a ocupar un lugar destacado nas preocupacións dos responsables políticos, os operadores económicos e a opinión pública de todo o mundo. Sen embargo, a postura dos países desenvolvidos, entre eles os integrantes da Unión Europea, é hoxe distinta da que estes mesmos Estados mantiñan fai poucos anos e, dende logo, da que os actuais países menos desenvolvidos manteñen na actualidade. Nestes últimos, outorgouse á enerxía unha importancia estratéxica enmarcada nos intereses nacionais ou de Estado, o que xustificou maior intervención pública nos sectores enerxéticos. Tal intervencionismo concrétase en regulacións normativas de carácter planificador que determinan finalmente os prezos da enerxía con absoluta independencia dos seus custos. Pola contra, no mundo desenvolvido impúxose unha tendencia liberizadora, motivada por razóns xurídicas, ideolóxicas e, sobre todo, económicas -busca da eficacia mediante a apertura da competencia-, segundo a cal os prezos finais dos produtos enerxéticos derívanse das decisións dos mercados.

Unha segunda característica do actual escenario enerxético internacional radica na notable importancia estratéxica e xeopolítica que adquiriu a distribución xeográfica das reservas de enerxías primarias, por unha parte, e do consumo de enerxías finais, pola outra. Dado que non son precisamente os países con máis reservas os que rexistran maiores consumos, fíxose imprescindible un certo grao de consenso enerxético, a nivel global, entre os que posúen enerxías primarias e os consumidores finais. Este consenso

debe ir máis aló do ámbito estritamente enerxético, xa que, de acordo coa experiencia internacional, a dispoñibilidade de reservas non sempre se traduce en máis desenvolvemento, en tanto que esta correlación resulta máis consistente nos países con maior consumo de enerxía. Ou sexa, dito doutro modo, son máis eficaces, en termos de desenvolvemento, os países que importan enerxía cós que a exportan.

En terceiro lugar resulta destacable a necesidade, sentida internacionalmente, de enmarcar a utilización dos recursos enerxéticos no concepto de desenvolvemento sostible¹. Esta necesidade nace de que a dispoñibilidade mundial de enerxía está integrada por dous compoñentes básicos: os permanentemente renovables e, por iso, inesgotables e os non renovables (como o carbón, o petróleo e o gas) con tendencia ó esgotamento. Desta forma, a procura dun equilibrio na explotación duns e outros compoñentes incardínase de cheo nos modelos de sostemento na utilización dos recursos naturais, como garantía do futuro.

No mesmo sentido, estanse a acentuar cada vez máis as relacións entre o uso da enerxía e o seu impacto sobre o ambiente, o que conduce a que o sector enerxético mundial asumira importantes compromisos internacionais, entre eles ós das conferencias de Río e Kyoto, orientadas cara á redución das emisións de gases con efecto invernadoiro ou con incidencia no cambio climático. En definitiva, política enerxética, desenvolvemento sostible e preservación do ambiente resultan, cada vez máis, aspectos dificilmente desvinculados, no mundo actual.

¹ No informe Brundtland (así coñecido porque foi elaborado, por encargo das Nacións Unidas, por Gro Harlem Brundtland, ex-primeira ministra de Noruega) manéxase a seguinte definición de desenvolvemento sostible: “un desenvolvemento que responde ás necesidades do presente sen comprometer a capacidade das xeracións futuras para facer fronte ás súas”. En realidade algunhas das preocupacións que latén tralo concepto de desenvolvemento sostible, aínda cando non sempre se expresaran como tales palabras, veñen de antigo. As fallidas prediccións de Malthus sobre o incremento da poboación mundial e a insuficiencia de produtos alimentarios son xa un exemplo disto. No terreo enerxético, e en plena etapa de desenvolvemento (1968) os membros do Club de Roma deron a coñecer unha serie de informes, non demasiado esperanzadores, sobre a pervivencia de combustibles fósiles.

O certo é que con independencia da fortuna destas e outras prediccións, todas elas pretenderon chamar a atención sobre a necesidade de xestionar racionalmente os recursos naturais como medio para evitar a hipoteca, ou o puro cercenamento, do futuro da humanidade. O actual concepto de desenvolvemento sostible, no primeiro mundo, perfilouse vinculándoo ás inquietudes ambientais motivadas polos efectos dun desenvolvemento industrial e comercial incontrolado. O seu alcance é, hoxe en día, máis amplo, tal e

Esperamos que este “Libro Branco da Enerxía” sexa aceptado, a pesar das súas modestas pretensións científicas, como unha plataforma de discusión para ordenar a participación de todos nun asunto tan trascendente para Galicia como é a implantación dunhas bases enerxéticas razoables sobre as que construír un futuro empresarial máis competitivo e unhas pautas de consumo enerxético respectuosas co ambiente e coa xestión dos recursos.

Juan Rodríguez Yuste
Conselleiro de Industria e Comercio

1 *Escenario enerxético internacional*



1.- ESCENARIO ENERXÉTICO INTERNACIONAL

1.1. A cobertura da demanda mundial de enerxía

A produción mundial de enerxía no ano 1996 cifrouse en 9.494,98 millóns de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP). Desta produción, 3.150 MTEP canalizáronse a través de importacións e 3.156,49 MTEP foron exportados, cunha variación de stocks cifrada en 18,3 MTEP. Como consecuencia, a oferta mundial de enerxía en 1996 situouse en 9.506,79 MTEP.

A estrutura, por fontes de enerxías primarias, da dita oferta foi a seguinte:

	MTEP	%
Carbón	2.253,81	23,71
Petróleo cru	3.494,16	36,75
Derivados de petróleo	-55,35	-0,58
Gas	1.892,80	19,91
Nuclear	630,05	6,63
Hidroeléctrica	216,43	2,28
Combustibles renovables e residuos	1.036,59	10,90
Outras enerxías renovables	38,30	0,40
TOTAL	9.506,79	100,00

Fonte: AIE

Táboa 1

Tal e como se reflicten na táboa, as grandes fontes de enerxía a nivel mundial son o petróleo, co 36,75% da oferta total, seguido do carbón, (23,71%) e o gas (19,91%). Estas tres fontes, claramente non renovables, achegan o 79,79% da oferta enerxética total. A súa explotación ten, pois, unha significación considerable, aínda que non está exenta de problemas.

Así, por unha parte, o seu carácter non renovable determina a súa tendencia á escaseza progresiva, máis aínda se se ten en conta que constitúen o soporte básico do consumo total e que, nalgúns casos (por exemplo, o uso dos derivados do petróleo para o transporte) estes recursos son practicamente insubstituíbles por outras formas de enerxía, a menos coas tecnoloxías dispoñibles actualmente.

En segundo lugar, a tendencia á concentración xeográfica en zonas moi determinadas e pouco numerosas destas formas de enerxía, en especial petróleo e gas, xera problemas de inseguridade nas subministracións, á vez que facilita controis sobre a oferta dos prezos de venda, capaces de provocar crises enerxético-económicas tan graves como as dos anos setenta e comezos dos oitenta².

Así mesmo, o elevado consumo mundial de combustibles fósiles (carbón e derivados do petróleo, fundamentalmente) segue sendo unha das fontes máis importantes de emisións contaminantes, a pesar dos constantes avances que se rexistran nas tecnoloxías de combustión.

Polo demais, en última instancia, todos estes problemas adquiren maior envergadura co crecemento do consumo enerxético.

Se se aplican criterios non moi estrictos, o resto das enerxías primarias consideradas na táboa 1 pódense cualificar de renovables, polo menos desde unha perspectiva estratéxica³. As enerxías renovables supuxeron en 1996 o 20,21% da oferta mundial de enerxías primarias.

² O control do mercado petrolífero é paradigmático. A OPEP (Organización de Países Exportadores e Productores de Petróleo) creouse en 1960 para intentar facer unha fronte común que puxera freo a tendencia á baixa dos prezos do cru. Desde comezos desta década, as decisións sobre a produción desta organización exerceron unha influencia determinante sobre a marcha da economía mundial. A hexemonía que ostenta no terreo enerxético a coxuntura internacional permitiron á OPEP impoñer, entre 1970 e 1974, unha alza nos prezos de case once dólares por barril, que repercutiu drasticamente no sistema financeiro internacional.

Sen embargo, esta crise foi a principal causante dun cambio de actitude nos países occidentais, sobre o consumo enerxético, levou ós seus gobernos a concentrar esforzos na busca de subministracións alternativas e a investir en investigación para desenvolver novas tecnoloxías que incrementasen a eficacia enerxética. Estes dous aspectos (diversificación da produción e desenvolvemento tecnolóxico) seguen sendo primordiais nas actuais políticas enerxéticas.

³ A enerxía nuclear sería, así, estratéxicamente renovable pola súa case nula contribución ó esgotamento da abundante materia prima utilizada.

A enerxía nuclear (que achegou o 6,63%) presenta certas vantaxes que radican na xeración de electricidade de base económica competitiva. Non obstante, a súa explotación presenta problemas de consideración sendo, sen dúbida, o máis serio o que se refire ó almacenamento seguro dos residuos de longa vida. Ademais, se ben durante o seu funcionamento normal estas instalacións teñen un reducido impacto sobre o ambiente (dado o avanzado das tecnoloxías utilizadas), o seu desmantelamento resulta igualmente problemático.

A enerxía hidroeléctrica (2,28% da oferta) ten, sen dúbida, carácter renovable. Os problemas que a súa explotación xera (sobre todo en grandes centrais) derívanse do seu impacto ambiental e de que, nos países desenvolvidos, quedan cada vez menos emprazamentos socialmente aceptables para a súa instalación. Por isto, as posibilidades deste recurso son moito maiores nos países subdesenvolvidos ou en vías de desenvolvemento.

Polo que se refire ó resto das enerxías renovables (11,3% da oferta), a cuestión fundamental, hoxe en día, é que a súa viabilidade económica depende, en gran medida, da existencia de tecnoloxías competitivas e das axudas externas⁴.

No escenario ata agora descrito, convén engadir que a provisión dos produtos enerxéticos finais demandados polos consumidores dos países desenvolvidos efectúase, fundamentalmente, a través de dous procesos de utilización e transformación de enerxías primarias: o refinamento do petróleo e a produción de electricidade.

Neste sentido, a práctica totalidade do petróleo producido trátase en refinerías para a obtención de derivados. Pola súa banda, as centrais eléctricas nótrense de carbón térmico, gas e, en menor medida, de derivados do petróleo e utilizan, ademais, toda a enerxía nuclear e hidroeléctrica que se produce, así como a maior parte do resto das enerxías renovables. O resultado é a obtención de electricidade, como a enerxía final máis versátil e sen efectos contaminantes, a nivel de consumo.

⁴ Non obstante, a Unión Europea considera que os crecementos no consumo da enerxía ata o ano 2010 en Asia, América Latina e Africa, poden ser cubertos en gran parte con enerxías desta natureza, fundamentalmente hidroeléctrica e biomasa.

1.2. A enerxía na OCDE⁵

A oferta de enerxía dos países membros da OCDE situouse (datos tamén de 1996) en 5.019,76 MTEP, o que supón o 52,8% do total mundial.

Dentro desta oferta da OCDE, a produción interna da organización cifrouse en 3.753,75 MTEP, cunha participación na produción mundial do 39,5%.

As importacións alcanzaron os 2.422,97 millóns de TEP (o que representa o 76,9% do volume total de importacións realizadas no mundo) mentres que as exportacións foron de 1.084,42 MTEP (un 34,4% das exportacións mundiais).

En definitiva, o saldo neto dos intercambios de enerxía das OCDE co resto do mundo dá un déficit de 1.338,55 millóns de TEP, o que supón unha taxa de dependencia exterior do 26,7%. Á súa vez, dentro da oferta total de enerxías primarias, as importacións da OCDE supoñen o 48,3% do total.

Os países membros da OCDE constitúen o expoñente máis completo e representativo do mundo desenvolvido e, polo tanto, o que máis enerxía consome e utiliza nos seus procesos de desenvolvemento. Neste sentido resulta interesante analizar o seu papel, nos intercambios de enerxía a nivel mundial, a estrutura do consumo e a relación desta coa produción propia.

A composición da oferta de enerxías primarias na OCDE e, dentro da mesma, a produción interna, expresada en millóns de toneladas equivalentes de petróleo, alcanzou os valores seguintes en 1996:

⁵ Organización para a Cooperación e o Desenvolvemento Económico.

	Oferta de enerxía		OCDE/ Total mundial	OCDE Producción interna	OCDE Producción/ Oferta
	MTEP	%	%	MTEP	(%)
Carbón	1.037,12	20,66	46,02	1.000,17	96,44
Petróleo cru	2.093,72	41,71	59,92	1.041,31	49,73
Gas	1.034,72	20,61	54,67	866,51	83,74
Nuclear	545,48	10,87	86,58	545,48	100,00
Hidroeléctrica	114,71	2,29	53,00	114,71	100,00
Combustibles renovables e residuos	157,05	3,13	15,15	156,70	99,78
Outras enerxías renovables	29,33	0,58	76,58	28,86	98,40
TOTAL	5.019,76	100,00	52,80	3.753,75	74,78

Fonte: OCDE

Táboa 2

Da táboa anterior podese destacar que:

- A OCDE supera a media mundial de contribución do petróleo a cobertura da oferta de enerxías primarias (41,71%, fronte ó 36,75%). Sen embargo, a produción interna deste combustible só surte o 49,73% da oferta da organización.
- Tamén no gas, a participación na oferta supera a media mundial (20,61%, fronte ó 19,91%). A produción interna da OCDE alcanza neste caso o 83,74% da súa oferta.
- Pola contra, o carbón participa co 20,66% na oferta da organización, en tanto que a media mundial se sitúa no 23,71%. A produción interna de carbón na OCDE representa o 96,44% da oferta.
- Estas tres fontes enerxéticas da OCDE non renovables supoñen o 82,98% da súa oferta, en tanto que a nivel mundial esta porcentaxe sitúase no 79,79%.

1.3. A enerxía na Unión Europea

A oferta enerxética da UE nos anos 1997 e 1998, en termos de enerxías primarias, é a seguinte:

	Producción (KTEP)				Producción/ consumo en %	
	Ano 1997		Ano 1998		1997	1998
	KTEP	%	KTEP	%		
Carbón	122.737	17,47	109.004	15,77	56,03	51,56
Petróleo	155.067	22,07	159.472	23,07	26,81	26,68
Gas	181.194	25,79	180.078	26,05	61,85	60,08
Nuclear	212.429	30,23	210.603	30,47	100,00	100,00
Hidroeléctrica	25.956	3,70	26.874	3,88	100,00	100,00
Outras	5.222	0,74	5.222	0,76	100,00	100,00
Producción total	702.605	100,00	691.253	100,00	52,66	51,10
Importacións	1.026.145		1.058.602			
Exportacións	350.726		351.462			
OFERTA TOTAL	1.378.024		1.398.393			

Fonte: Eurostat

Táboa 3

Como se pode ver, a maior achega á produción interna de enerxías primarias e de orixe nuclear, co 30,47% en 1998, seguida do gas (26,05%), petróleo (23,07%), carbón (15,77%) e hidroeléctrica (3,88%).

A UE só cobre con produción interna o 51,1% do consumo de enerxías primarias. É polo tanto unha zona con elevado consumo enerxético e, ó tempo, considerable dependencia das subministracións procedentes do exterior.

2

*Galicia no
contexto europeo*



2. GALICIA NO CONTEXTO EUROPEO

2.1. Consideracións xerais

Galicia forma parte da Unión Europea e, como consecuencia, das súas formulacións, compromisos, sistemas e políticas de carácter enerxético. Na elaboración de todos eles veu participando España como un dos 15 Estados membros da Unión.

Deben, polo tanto, conciliarse obxectivos e estratexias enerxéticas da Comunidade galega coas do contorno de referencia comunitario. Aspecto importante, tanto se ten en conta a existencia de políticas comúns, e os compromisos e vantaxes que se derivan das mesmas como feito de que a enerxía constitúe un dos eixes fundamentais da actividade e desenvolvemento económicos e de benestar social.

Entre os problemas cos que se vén enfrontando a UE nos últimos anos, e que teñen unha significativa incidencia na evolución da situación enerxética que comezou a perfilarse a mediados dos anos 90, cabe destacar os seguintes:

- A elevada dependencia enerxética da Unión respecto do exterior, así coma o constante crecemento da mesma. As importacións enerxéticas superan o 50%, e se non se adoptan medidas eficaces poderían chegar ó 70% no ano 2020. Esta dependencia é especialmente relevante en canto ó petróleo e ó gas, que cada vez prodecerán de fontes máis distantes, co conseguinte risco sobre a seguridade dos subministracións.
- A necesidade de estabilizar e, incluso, reducir as emisións de CO₂. Ata a data indicada, a estabilización das ditas emisións debeuse unicamente a reducións cíclicas do consumo.
- Os custos enerxéticos, que, polo menos ata mediados dos 90, permaneceron relativamente altos, en particular pola ausencia de competencia e falta de adecuación das estruturas enerxéticas ós novos modelos comerciais.

2.2. Novos obxectivos enerxéticos

A nova política enerxética da UE, que comeza a elaborarse a partir de 1995, defínese en atención a certos obxectivos estratéxicos, basicamente:

- A competencia xeneralizada.
- A seguridade nas subministracións.
- A protección ambiental.

A formulación e implantación desta nova política fundaméntase nunha visión común dos retos que afectarán nos próximos 20 anos ás condicións de produción, a subministracións e ó consumo de enerxía tendo en conta as esixencias derivadas do principio de subsidiaridade e os límites impostos polas dispoñibilidades orzamentarias.

Para a consecución dos obxectivos propostos, a UE proponse avanzar na integración dos mercados, a xestión común da dependencia respecto ó exterior, a promoción do desenvolvemento sostible e o apoio á investigación e ó desenvolvemento tecnolóxico.

Nese senso, o marco enerxético de referencia debe constituír o punto de converxencia das políticas enerxéticas da UE e dos Estados membros. Acadar tal obxectivo compete, especialmente á Comisión, que utilizando as disposicións do Tratado e os demais instrumentos dispoñibles, terá que velar pola eficacia das políticas desenvolvidas a escala nacional.

Na consecución dos obxectivos estratéxicos dos próximos anos, a UE reconece que a súa dependencia enerxética prevista aumentará e que a crecente integración esixe maior solidariedade respecto ás eleccións enerxéticas realizadas por cada país membros. Así mesmo, asume a dimensión social e política da xestión enerxética, en especial no que se refire á súa incidencia sobre o emprego.

2.3. Criterios para a implantación da Política Enerxética

Existe a xeral convicción de que a política enerxética, a nivel comunitario, será xulgada en función da medida na que contribúa á consecución dos obxectivos do Tratado, en especial, a integración do mercado, o crecemento económico sostible, a creación de emprego e, en suma, a mellora das condicións de vida dos cidadáns da Unión. É, precisamente, este contexto o que leva a considerar que os obxectivos estratéxicos de competencia xeneralizada, seguridade das subministracións e protección ambiental son os máis relevantes para o sector enerxético. Neste senso, para a consecución destes obxectivos e a definición dunha política enerxética instrumentalmente eficaz, a UE promove a integración dos mercados, a xestión común da dependencia respecto ó exterior, a promoción do desenvolvemento sostible e o apoio á investigación e ó desenvolvemento tecnolóxico.

2.3.1. A integración do mercado

A UE considera que o establecemento dun marco político xeral para o adecuado funcionamento do mercado interior da enerxía achegará a todos os operadores económicos estabilidade a longo prazo para a realización de investimentos. Neste contexto o obxectivo principal é a liberación do mercado interior da electricidade e do gas natural. Para transmitir confianza no mercado interior e para que os principios mesmos da libre concorrencia se respecten, requirirase un nivel máximo de transparencia e consistencia á hora de aplicar as disposicións a tal respecto contidas no Tratado.

Por outra banda, a UE ten en conta que unha menor intervención pública nos intercambios enerxéticos esixe dispoñer instrumentos eficaces de control para analizar o desenvolvemento do mercado e para asegurar que os cambios estruturais e técnicos que se produzan non entren en conflito cos obxectivos da política enerxética.

Ademais, en canto ós investimentos na área enerxética e o papel das empresas, considérase prioritario que as iniciativas políticas neste sector sexan o máis neutrais posibles no que se refire ó seu impacto sobre o mercado enerxético e ás decisións de investimentos.

2.3.2. A xestión da dependencia enerxética do exterior

Neste terreo, a UE considera que se debe prestar unha especial atención ós riscos políticos que se rexistran nalgúns países que son actualmente importantes subministradores, así coma o crecente consumo mundial de enerxía e que, igualmente, convén fortalecer a seguridade da subministración, mediante correccións na política interna relacionada coas regras do mercado, promovendo a diversificación de combustibles mediante a aplicación de medidas de promoción da eficiencia e da aplicación dun sistema de vixilancia da situación enerxética.

2.3.3. O desenvolvemento sostible

A explotación actual dos recursos enerxéticos sen comprometer a capacidade de futuras xeracións (desenvolvemento enerxético sostible), abórdase partindo da base de que non existe un conflito inevitable entre a aplicación da competencia e a preservación dos recursos naturais. Neste senso, o V Programa de Acción para o desenvolvemento sostible da UE mantén que a internalización de custos e beneficios ambientais externos constitúe a mellor e máis eficaz vía para integrar as consideracións ambientais na actividade enerxética. A internalización de custos é así preferida ás medidas fiscais.

Así mesmo, a procura dun desenvolvemento sostible require tecnoloxías eficientes e máxima conservación de enerxía mediante a adopción de todas as medidas que contribúan á eficacia enerxética e que sexan consistentes coa competencia.

Ademais e dado que as enerxías renovables non contaminan ou fano en escasa medida, considérase que estas deben ser promovidas para que incrementen o seu peso no balance enerxético comunitario.

2.3.4. Evolución tecnolóxica

Como xa se apuntou, a UE considera que as novas tecnoloxías poden contribuír significativamente ó desenvolvemento da produción enerxética sostible e á diversificación da oferta. En particular, o seu papel resultará clave no aproveitamento competitivo das enerxías renovables máis respectuosas co ambiente.

2.4. Situación en 1999

1. Analízanse, neste punto, as medidas tomadas no ámbito da UE en relación cos obxectivos da súa nova política enerxética: seguridade de abastecemento, liberalización do mercado interior da enerxía e desenvolvemento sostible.
2. Neste senso a Comisión adoptou no ano 1997 unha comunicación titulada “Visión global da política e das accións no campo da enerxía”, na que establece, por primeira vez, unha relación exhaustiva do conxunto de accións que desenvolverá a Unión Europea en materia de enerxía.

Na mesma liña sitúase o IV Programa Marco plurianual de actividades do sector da enerxía, con accións e programas destinados a aumentar a eficacia da política enerxética e a garantir a súa coherencia cos obxectivos básicos ós que obedece a súa formulación. O dito Programa plurianual completouse, en 1999, coa adopción dos programas ALTENER –dedicado ó fomento das enerxías renovables- e SAVE –para fomento da eficacia enerxética. A eles únense catro programas específicos adoptados en 1998: ETAP –estudios, análise, previsións e traballos conexos-, SYNERGY –cooperación internacional-, CARNOT –utilización limpa e eficaz dos combustibles sólidos-, e SURE –seguridade do transporte de material radioactivo e cooperación industrial. Así mesmo un novo Programa Marco de actividades no sector da enerxía, para o período 1998 a 2002, foi adoptado en 1998.

3. En relación cos tres obxectivos mencionados e, máis en concreto, coa seguridade de subministración e a cooperación enerxética internacional, debe destacarse que o Tratado sobre a Carta da Enerxía, así como o seu Protocolo sobre a eficiencia enerxética e os aspectos relacionados co ambiente⁶, foron ratificados en 1999 polos Estados membros que aínda non o fixeran (Irlanda a Francia). Esta Carta contribúe a estabilizar o marco enerxético da UE e, neste senso permitiu consolidar as relacións cos seus socios e abastecedores internacionais.

⁶ Tratado e Protocolos suscritos o 17 de maio de 1997 polo Consello en nome da Comunidade Económica Europea e o 25 de setembro pola Comisión en nome da CECA e da Euratom. Os instrumentos de ratificación da Comunidade e dos Estados Membros foron depositados en Lisboa o 16 de decembro.

4. En canto á competitividade e integración dos mercados da enerxía, o primeiro paso deuse coa electricidade⁷, para continuar co gas⁸.

En maio de 1999 a Comisión adoptou un informe sobre o estado da liberalización dos mercados da enerxía, no que destaca que, o 19 de febreiro deste ano liberalizarase máis do 60% da demanda comunitaria de electricidade, cando a Directiva, 96/92/CE só esixía unha apertura mínima de aproximadamente o 25%.

En abril deste mesmo ano, a Comisión elaborou un segundo informe sobre medidas de harmonización, no que, de acordo coa Directiva 96/92/CE, pediu que se eliminasen os obstáculos ós intercambios transfronteirizos e se garantisen regras idénticas para todos os Estados membros, co fin de crear un auténtico mercado único e non quince mercados liberalizados.

Á súa vez, de novembro de 1999 data o primeiro informe da comisión sobre a harmonización de normas comúns para o mercado interior do gas natural. A posición común que serviu de base a esta Directiva integraba, fundamentalmente, os principios da adoptada para o mercado interior da electricidade, pero tendo en conta as características específicas do gas natural. A Directiva está baseada, polo tanto, nun equilibrio entre as obrigacións de servizo público e as normas de competencia, así como nunha ampla aplicación do principio de subsidiariedade para ter en conta a diversidade de sistemas nacionais de gas. No informe da Comisión antes citado determínanse os ámbitos nos que poderían xurdir obstáculos ós intercambios transfronteirizos e póñense en marcha tres estudos dedicados, respectivamente, ós métodos de elaboración dos sistemas nacionais e transfronteirizos para a tarificación do acceso á rede de gas, ás posibilidades de intercambio e de promoción da transparencia no mercado interior do gas, e as consecuencias sociais da liberalización do mercado interior da electricidade e do gas.

⁷ Directiva 96/92/CE sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade. Esta directiva aprobouse tras un traballado proceso de elaboración, desde a súa presentación en 1991, ata a súa adopción tralo dictame favorable do Parlamento Europeo, no Consello do 19 de decembro de 1996, sendo publicada no DOCE de 30 de xaneiro de 1997.

⁸ Directiva 98/30/CE do 22 de xuño de 1998 sobre o gas.

5. No ámbito da protección do ambiente e o fomento do desenvolvemento sostible no sector enerxético, a Unión Europea prestou especial atención ó papel das fontes renovables.

Así, en abril de 1999, a Comisión adoptou un documento de traballo no que se examinan os medios para aumentar a utilización de electricidade procedente de fontes renovables, no consumo global de enerxía.

Este mesmo obxectivo establecíase xa no Libro Branco de 1997 e no Libro Verde de 1996. Tamén, como quedou indicado anteriormente, no Programa Marco plurianual 1998 a 2002 inclúese un programa específico para o fomento das fontes de enerxía renovables (Alterner), co que se persegue crear as condicións xurídicas, socioeconómicas e administrativas adecuadas para o seu desenvolvemento e a promoción de investimentos neste ámbito.

6. Por outra banda, tamén debemos destacar a importancia que se asigna ó fomento da eficiencia enerxética e a utilización racional da enerxía; aspectos nos que se atribúe un papel certamente significativo ás autoridades rexionais e locais da UE. Neste senso o programa SAVE, orientado ó fomento da eficiencia enerxética mediante o uso racional e eficaz dos recursos, estimula a adopción de medidas de eficiencia enerxética en todos os sectores e o investimento dos consumidores, privados e públicos, así como da industria, para o fomento da conservación de enerxía.
7. Ademais, á investigación e desenvolvemento tecnolóxico dedícase outro programa comunitario específico (Thermie) co obxecto de que estas actividades contribúan á seguridade da subministración, a redución do consumo de enerxías tradicionais e a utilización crecente de enerxías renovables e a necesidade de estabilizar e reducir as emisións de CO₂.

2.5. As enerxías renovables e o ambiente

1. Polo momento, a importancia das enerxías renovables no ámbito da Unión Europea é máis cualitativa ca cuantitativa. Sen embargo, asígnaselles un papel relativamente importante de cara ó futuro, condicionado polo desenvolvemento de tecnoloxías cada vez máis eficaces e competitivas, a consecución dun marco de política enerxética relativamente estable a curto e medio prazo, as axudas económicas e a toma de consciencia por parte de todos os axentes implicados, de que é necesario avanzar cara á lexitimación competitiva deste tipo de enerxías, nun escenario cada vez máis aberto internacionalmente e liberalizado, no que se busca reducir os prezos da enerxía.

2. Actualmente, as enerxías renovables cobren, aproximadamente, o 6% da demanda total de enerxía da UE. O obxectivo a alcanzar é a cobertura do 12% no ano 2010, segundo o establecido no “Libro Branco” da Unión Europea. A mencionada porcentaxe traducíuse noutra específica: un consumo de electricidade xerada a partir de fontes de enerxía renovables do 22,1%.

Para isto, a Directiva do Parlamento Europeo e do Consello relativa á promoción de electricidade xerada a partir de fontes de enerxía renovables no mercado interior da electricidade, contempla os obxectivos indicativos dos Estados membros en canto á contribución da electricidade procedente de fontes renovables, (en adiante, electricidade FER) o consumo eléctrico bruto no ano 2010.

Obxectivos indicativos dos Estados membros en enerxía FER		
	Porcentaxe %	TWh
Alemaña	12,5	76,4
Austria	78,1	55,3
Bélxica	6,0	6,3
Dinamarca	29,0	12,9
España	29,4	76,6
Finlandia	35,0	33,7
Francia	21,0	112,9
Grecia	20,1	14,5
Irlanda	13,2	4,5
Italia	25,0	89,6
Luxemburgo	5,7	0,5
Países Baixos	12,0	15,9
Portugal	45,6	28,3
Reino Unido	10,0	50,0
Suecia	60,0	97,5
Unión Europea	22,1	674,9

Fonte: EUROSTAT

Táboa 4

É interesante coñecer as diferencias entre as cifras de cada país no que se refire á penetración actual da electricidade FER, sen considerar as grandes centrais hidroeléctricas, xa que estas cifras mostran, dalgún xeito, a medida en que as políticas de fomento deste tipo de electricidade tiveron éxito.

	E-FER 1997 (%)	E-FER 2010 (%)	E-FER 1997 (%) sen grandes hidro	E-FER 2010 (%) sen grandes hidro
Alemaña	4,5	12,5	2,4	10,3
Austria	72,7	78,1	10,7	21,1
Bélxica	1,1	6,0	0,9	5,8
Dinamarca	8,7	29,0	8,7	29,0
España	19,9	29,4	3,6	17,5
Finlandia	24,7	35,0	10,4	21,7
Francia	15,0	21,0	2,2	8,9
Grecia	8,6	20,1	0,4	14,5
Irlanda	3,6	13,2	1,1	11,7
Italia	16,0	25,0	4,5	14,9
Luxemburgo	2,1	5,7	2,1	5,7
Países Baixos	3,5	12,0	3,5	12,0
Portugal	38,5	45,6	4,8	21,5
Reino Unido	1,7	10,0	0,9	9,3
Suecia	49,1	60,0	5,1	15,7
Unión Europea	13,9	22,1	3,2	12,5

Fonte: EUROSTAT

Táboa 5

Convén sinalar que aínda non se dispón de datos oficiais de EUROSTAT relativos á electricidade FER no período posterior a 1997, as estatísticas dos Estados membros indican que a situación evolucionou positivamente e que se adoptaron, ultimamente, firmes políticas de fomento na maioría deles.

3. Cualitativamente, o que tampouco exclúe aspectos e obxectivos cuantitativamente significativos, a importancia das enerxías renovables céntrase na constatación de que o seu desenvolvemento contribúe directamente á consecución dos obxectivos básicos da nova política enerxética da UE:

Así, por unha parte, as fontes de enerxía renovables, ó seren de natureza autóctona, contribúen á redución da dependencia enerxética do exterior e a mellorar a seguridade das subministracións. O seu fomento permite, así mesmo, crear emprego e contribuír ó desenvolvemento rexional.

Ademais, a importancia das enerxías renovables intensifícase pola súa influencia efectiva sobre a conservación do ambiente. En particular a partir das Conferencias de Río e de Kyoto, a preocupación mundial polo cambio climático alcanzou un notable protagonismo. En atención a isto, a UE adoptou como obxectivo reducir no 15% as emisión de gases causantes do efecto invernadoiro (maiormente o CO₂) no ano 2010, e identificou unha serie de actuacións en materia de política enerxética nas que se asigna un especial protagonismo ás fontes de enerxía renovables como factor de redución das ditas emisións⁹.

En definitiva ó obxectivo do 12% FER esixe dos Estados membros da Unión esforzos no fomento e desenvolvemento das fontes de enerxías renovables, de acordo co seu propio potencial, dado que as mesmas poden contribuír a reducir as emisións de CO₂, diminuír a dependencia enerxética externa, desenvolver a industria nacional e rexional, e crear emprego¹⁰.

4. Para que tal esforzo resulte fructífero e alcanzase unha participación substancial das fontes de enerxías renovables nos balances enerxéticos da UE, considéranse fundamentais as axudas e garantías enmarcadas dentro dunha estratexia de mellora da súa competitividade. É necesario ter en conta que os avances para a consolidación do mercado único da enerxía e a liberalización do sistema fan que as forzas do mercado penetren en ámbitos antes dominados por monopolios. Isto aumenta, por unha banda, as oportunidades das enerxías renovables pero tamén as sitúa nun contorno cada vez máis esixente en canto ó custo. Recoñécese, polo tanto, que para que as enerxías renovables poidan funcionar competitivamente neste escenario requírense medidas de acompañamento adecuadas.

⁹ Debe aclararse, sen embargo, que o obxectivo da UE de duplicar a achega das enerxías renovables á súa demanda enerxética, pasando do 6% ó 12% no ano 2010, enmárcase en obxectivos de natureza estritamente enerxética, cun mantemento que se xustifica, polo tanto, con independencia dos compromisos relacionados coa redución de CO₂ segundo os acordos de Kyoto.

¹⁰ Por outra banda, a ampliación prevista da UE con novos Estados cun baixísimo desenvolvemento deste tipo de enerxías esixirá un esforzo adicional dos actuais 15 Estados membros. En todo caso, o obxectivo do 12% non é vinculante, aínda que constitúe unha referencia política básica.

En calquera caso, a UE estima que na actualidade:

- Se lograron importantes avances tecnolóxicos, aínda que son precisos esforzos adicionais para converter en competitivas estas enerxías.
- Os custos das enerxías renovables redúcense con rapidez, o que constitúe a súa mellor garantía, xa que as aproxima á viabilidade económica.
- Estanse a realizar aplicacións, en grande escala, da enerxía eólica e dos colectores térmicos solares.
- Algunhas tecnoloxías relacionadas cos biocombustibles e minicentrais hidráulicas e eólicas tenden a ser competitivas e economicamente viables.
- A escala mundial, Europa sitúase na vangarda en diversas tecnoloxías de enerxías renovables. Sen incluír as grandes centrais hidroeléctricas e os usos tradicionais da biomasa, a cifra de negocios das novas tecnoloxías das enerxías renovables a nivel internacional situábanse en 1997 nuns 5.000 millóns de ecus, nos que participaba Europa cunha terceira parte.

5. O obxectivo da UE consistente en alcanzar o 12% de participación das enerxías renovables na cobertura da demanda total de enerxía no ano 2010 fórmase a través da explotación das seguintes fontes renovables¹¹.

- a. Polo que se refire á enerxía hidráulica, o 6% de consumo cuberto en 1997 incluía as grandes instalacións hidroeléctricas, cun potencial de aumento que na UE é moi limitado, por razóns, fundamentalmente, ambientais. Calcúlase que, ata o ano 2010, a potencia instalada das grandes centrais hidroeléctricas incrementase no 10% ó 8.500 MW. A isto engádese, nestas previsións unha potencia adicional de 4.500 MW en pequenas centrais.
- b. En canto á biomasa establécese que se podería triplicar a produción de 1997, cifrada en 44,8 MTEP. Isto supón un aumento de 90 MTEP, o que supón pasar do 3% ó 8,5% do consumo total de enerxía da UE. A biomasa inclúe, ademais da biomasa forestal, residuos da industria de elaboración da madeira –todo isto cunha notable importancia en Galicia–, cultivos enerxéticos, residuos agrícolas e efluentes agroalimentarios, esterco e a fracción orgánica dos residuos sólidos municipais ou domésticos e os lodos das augas residuais. A enerxía procedente

da biomasa pode ser utilizada para producir electricidade, calor ou carburante de transporte en unidades de tamaños moi diferentes. Coa explotación da biomasa pódese contribuír activamente á mellora do ambiente.

- c. Europa situábase en 1997 na vangarda mundial en canto á enerxía eólica, cunha potencia instalada de 2,5 GW. Cerca do 90% dos fabricantes mundiais de turbinas eólicas eran europeos. Formúlase como obxectivo acadar no ano 2010 uns 40 GW na UE.
- d. En canto á enerxía solar, no ano 1995 existían 6,5 millóns de m² de placas solares instaladas na Unión Europea. O obxectivo para o ano 2010 é acadar 100 millóns de m² instalados. Neste senso, formúlase a utilización de grandes instalacións de colectores para aplicacións, a grande escala, en redes urbanas de calefacción.
- e. Para a enerxía solar fotovoltaica formúlase como obxectivo unha capacidade 3 GW.
- f. Menores posibilidades asígnanse á enerxía solar pasiva, á xeotérmica, ás bombas de calor e outras.

Como resultado de todo isto a evolución proposta das enerxías renovables sería a seguinte:

	Ano 1995	Ano 2010
Eólica (<i>potencia</i>)	2,5 GW	40 GW
Hidroeléctrica (<i>potencia</i>)	92 GW	105 GW
-Grandes centrais	82,5 GW	91 GW
-Pequeñas centrais	9,5 GW	14 GW
Fotovoltaica (<i>potencia</i>)	0,03 GWp	3 GWp
Biomasa (<i>producción</i>)	44,8 Mtep	135 Mtep
Xeotérmica: (<i>potencia</i>)		
-Electricidade	0,5 GW	1 GW
-Calor (incluídas bombas de calor)	1,3 GWth	5 GWth
Colectores térmicos solares (<i>superficie</i>)	6,5 millóns m ²	100 millóns m ²
Solar pasiva (<i>producción</i>)		35 Mtep
Outras		1 GW

Fonte: EUROSTAT

Táboa 6

¹¹ Un dos obstáculos para o uso de certas fontes de enerxías renovables son os elevados custos de investimentos iniciais, en ocasións superiores ós dos ciclos convencionais, aínda que o custo do combustible sexa inexistente.

Deste modo, a produción de electricidade a partir das enerxías renovables distribuiríase así:

	Ano 1995		Ano 2010	
	TWh	%	TWh	%
Total electricidade	2.366	100,0	2.750	100,0
1. Eólica	4	0,2	80	2,8
2. Hidroeléctrica	307	13,0	355	12,4
-Grandes centrais	270		300	
-Pequenas centrais	37		55	
3 Fotovoltaica	0,03		3	0,1
4. Biomasa	22,5	0,95	230	8,0
5. Xeotérmica	3,5	0,15	7	0,2
Total enerxías renovables	337,0	14,30	675	23,5

Fonte: EUROSTAT

Táboa 7

En canto á produción de calor na Unión Europea, a situación en 1995 e a formulada como obxectivo para o ano 2010 son:

	Ano 1995 (Mtep)	Ano 2010 (Mtep)
1. Biomasa	38,04	75
2. Xeotérmica	0,40	1
3. Colectores térmicos solares	0,26	4
Total enerxías renovables	38,70	80
4. Solar pasiva	--	35

Fonte: EUROSTAT

Táboa 8

2.6. Asimilación de novos escenarios

O escenario exposto, do que hoxe se concibe como modernización e desenvolvemento, sitúa a Galicia, como Comunidade Autónoma que forma parte da Unión Europea, ante a obriga e a oportunidade de assimilar a pertencenza activa ó mesmo, e de adoptar as súas estratexias, procesos e procedementos característicos.

No contexto desta natureza, no que a enerxía constitúe un recurso cada vez máis escaso, máis valioso e con maior incidencia no desenvolvemento económico e no benestar social, asístese a unha acelerada evolución dos conceptos das condutas enerxéticas cara á racionalidade e á eficiencia. A utilización dos recursos enerxéticos, moitos deles esgotables, requiren enfoques e modelos de xestión cada vez máis eficaces e, incluso, máis competitivos en canto a prezos e atributos de calidade.

Por outra banda, á enerxía, ós sistemas de produción da mesma e ós seus usos esíxeselles, tamén cada vez máis coidado co medio, co obxectivo de incrementar a contribución enerxética ó desenvolvemento sostible. Todo isto supón que, da consideración destes aspectos coma xuízos de valor, pasouse á súa conversión en factores internalizados nos sistemas de xestión enerxética. Neste senso, unha das diferencias entre o concepto de desenvolvemento sostible e o simple crecemento económico refírese á xestión, e a xestión característica do desenvolvemento sostible incorpora ou internaliza sensibilidades, coñecementos e obxectivos relacionados co ambiente, os usos racionais da enerxía, a eficacia enerxética e, incluso, a competitividade.

Naturalmente, isto supón cambios substanciais na cultura, os obxectivos e as estratexias de carácter enerxético que afectan ás políticas, ós produtores, ós consumidores e á sociedade no seu conxunto. Tamén é importante ter en conta que os sistemas enerxéticos véñense convertendo progresivamente en mecanismos de solución de problemas ambientais, deixando de concibirse coma un inevitable contaminador máis. Nesta liña sitúanse os procesos de aproveitamento enerxético de residuos domésticos, industriais, agrarios e dos distintos compoñentes da biomasa forestal.

Asimilar e xestionar con eficacia estes e outros cambios forma parte da modernización e o desenvolvemento.

3 *Aspectos básicos dunha política enerxética*



3. ASPECTOS BASICOS DUNHA POLITICA ENERXÉTICA

3.1. Cambios básicos

Moi próximos ó umbral do século XXI, os cambios que se produciron na cultura, na sociedade e na economía da modernización e o desenvolvemento, tenden a consolidarse cun notable grao de irreversibilidade, polo menos a curto e medio prazo.

Neste novo escenario, o cualitativo tende a prevalecer estratexicamente sobre o cuantitativo. O que tamén supón que os activos intanxibles, referidos fundamentalmente a coñecementos, valores, sensibilidades e formas de comportamento adquieren unha maior importancia estratéxica, como factores de modernización e desenvolvemento cós tanxibles. O auténtico valor destes últimos depende do estado no que se atopen os primeiros.

Transladados estes cambios ó campo enerxético, delimitado pola Unión Europea e integrado polos que formamos parte da mesma, o reto consiste en mostrar capacidade para afrontar novos problemas con criterios característicos desta época e deste escenario. Neste senso, cabe identificar os seguintes retos en materia de política enerxética.

- A contribución activa á configuración, consolidación e implantación na nova cultura enerxética que serve de inspiración e soporte ós novos enfoques e actuacións.
- En íntima relación coa modernización da cultura enerxética, como auténtico cauce de inserción na UE, sitúase a necesidade de utilizar o discurso enerxético; entendido este como sistema de percepción, coñecemento, análise e diagnóstico da realidade enerxética, así como de formulación de obxectivos e de deseño de estratexias, procesos e procedementos para acadalos.
- A necesidade de estruturar, implantar e desenvolver o novo sistema enerxético, dado que un dos problemas que provocou o cambio promovido comunitariamente radica na crise e desistematización do sistema máis ou menos tradicional.
- Entendidos os criterios profesionais nun sentido amplo, que implica tanto ás políticas como ós produtores e ós consumidores de enerxía, preséntase o reto da re-profesionalización, para xestionar eficazmente o novo sistema enerxético.

3.2. Liberalización do Sistema Enerxético

Nun curto período de tempo, os sistemas enerxéticos da Unión Europea avanzaron considerablemente cara á liberalización, impulsada por criterios, directrices e políticas comúns no marco da UE, cun cumprimento que é obrigatorio para todos os Estados membros.

A liberalización desencadeou un proceso no que, en poucos anos, se pasou da subministración enerxética como un servizo público, con frecuencia de titularidade pública con garantías de subministración e prezos políticos establecidos en función de obxetivos desta natureza, así como sociais e económicos, á implantación progresiva dun sistema liberalizado e de mercado.

O novo sistema liberalizado, nacional e internacionalmente ocasionou no ámbito da UE, un traslado progresivo da capacidade da dirección do propio sistema ós consumidores con posibilidades recoñecidas, política e legalmente, de acceso ós diferentes mercados e de elección de subministrador. Neste senso desapareceron do escenario os plans enerxéticos de obrigado cumprimento, instaurándose a liberdade para ser produtor e para producir, de acordo coas condicións dos mercados e cos preceptos normativos que inciden, agora en xeral, sobre as iniciativas empresariais e o funcionamento competitivo nos mercados.

Ademais, a medida que se avanza na implantación do sistema liberalizado, os prezos tenden a ser fixados nos mercados entre consumidores e produtores, actuando estes últimos con criterios cada vez máis competitivos. A competitividade tende a converterse, así, en criterio lexitimador de actividades, procesos e procedementos, por riba dos tradicionalmente denominados obxectivos, criterios e prezos políticos. Como sempre sucede ante este tipo de cambios, o maior confusionismo preséntase durante o período de transición cara ó novo modelo, liberalizado e suxeito ó mercado, no que coexisten os dous tipos de prezos segundo as posibilidades de elección dos consumidores das diferentes enerxías.

Por outra banda, o paso do sistema enerxético tradicional ó sistema liberalizado e de competencia modifica inevitablemente o papel das Administracións públicas e da Política enerxética mesma¹², incidindo, particularmente, sobre o que se viña coñecendo como

¹² Como xa se apuntou anteriormente, tamén na nova Política enerxética tenden a prevalecer os aspectos e contidos cualitativos sobre os cuantitativos. Seguramente, nas estatísticas e balances, etc sobre a realidade

intervención do Estado no escenario enerxético. Polo tanto, nas condicións actuais da UE, con sociedades democráticas dotadas dun marco legal adecuado e cada vez máis común, os grandes protagonistas enerxéticos son os consumidores, os produtores e os comercializadores. Son eles os que configuran o novo sistema resultante da transición dun pasado moi diferente ó que se perfila como futuro. O feito posiblemente máis relevante e ilustrativo do cambio que se produce no papel do Estado e/ou Administracións Públicas en relación coa enerxía vén constituído pola, xa mencionada, desaparición dos Plans Enerxéticos Nacionais, de estrito e obrigado cumprimento polos produtores de enerxía.

Isto non quere dicir, sen embargo, que as Administracións Públicas non deban desempeñar papel ningún no novo escenario enerxético en vías de configuración e implantación. Correspóndelle participar, pero con enfoques, estratexias, procesos e procedementos diferentes ós que se viñan utilizando tradicionalmente.

A todo isto debe engadirse que, cando se aplican conceptos e criterios de internacionalización á realidade enerxética, faise cada vez máis necesario ter en conta que os mesmos van máis aló dos simples intercambios internacionais, das posibilidades de elección dos consumidores e do acceso dos mesmos a calquera mercado da UE. A internacionalización tamén afecta á organización institucional o sector e ós seus axentes e empresas. Nada impide que as actuais empresas enerxéticas españolas pasen a mans estranxeiras, ou que se expandan polo mundo ou amplíen o contido das súas actividades a outras máis ou menos sinérxicas coas que agora as definen.

Naturalmente, todo isto implica a internacionalización de directrices, políticas e normas.

3.3. Obxectivos e Estratexias enerxéticas

A liberalización e apertura á competencia constitúe un feito opinable a nivel individual, pero escasamente discutible para os Estados e Rexións membros da UE, unha vez que os órganos representativos desta optaron por este proceso de resistematización. Neste senso fórmulanse, a continuación, algunhas liñas de actuación para Galicia.

enerxética futura haberá menos números e máis conceptos e tendencias relacionadas cos activos intanxibles.

a) Desenvolvemento de estratexias que impulsen o coñecemento e comprensión do Novo Sistema Enerxético, a eficaz xestión do mesmo polos consumidores e produtores e que faciliten o período de transición.

Faise cada vez máis necesaria unha reformulación cultural e estratéxica, que faga que a sociedade galega (en especial os consumidores e os produtores) entenda, asuma e se comporte de acordo co feito seguinte: a enerxía é un recurso escaso e custoso, e cunha grande importancia nos procesos de modernización, desenvolvemento e elevación do nivel e calidade de vida. Con isto séntanse as bases para establecer unha relación consistente entre eficiencia e aforro enerxéticos tanto nos procesos de produción, transporte e distribución coma no consumo e aplicación da enerxía.

b) No escenario actual, os sistemas enerxéticos deben ser especialmente sensibles e activos en materia de ambiente, tanto na redución de impactos relacionados coa produción, o transporte e distribución –obxectivo xa formulado no sistema anterior-, e o consumo, como na utilización e procesado de residuos procedentes doutras actividades.

Neste último senso, as novas tecnoloxías abren a posibilidade de converter a recollida e eliminación de residuos, especialmente os urbanos e os agrarios, no eslabón dunha cadea de xeración de enerxía capaz de reducir os custos e impactos ambientais dos ditos residuos.

Igualmente debemos destacar a importancia da biomasa forestal derivada da limpeza dos montes galegos, utilizada anteriormente como cama de gando reconvertida en esterco, que, unha vez perdida a súa función tradicional, presenta problemas ambientais, sobre todo relacionados cos incendios forestais. A dita biomasa, unha vez compactada, convértese nunha materia prima enerxética autóctona, co que se contribúe a solucionar problemas con dimensións forestais, ambientais e enerxéticos.

c) O aproveitamento de novas enerxías como recursos renovables compatibles cos sistemas de desenvolvemento sostible e cun reducido impacto ambiental deberá ser outro dos procesos a impulsar, especialmente nunha Comunidade cunha importante dependencia enerxética do exterior. Neste senso requirirase un esforzo importante de

compatibilización dos obxectivos ambientais e conservacionistas cos económicos e enerxéticos. Isto esixirá obxectivar o papel e tratamento das novas enerxías, nun contexto internacional e competitivo, e a súa capacidade de contribución á cobertura da demanda enerxética.

d) Outro dos sistemas de produción de enerxía que require un esforzo de adaptación ás condicións do sistema liberalizado e competitivo e a coxeración. Conceptualmente, a coxeración supón unha mellora da eficiencia enerxética, pero na práctica faise necesario evitar que sexa máis rendible a coxeración, como subproduto ou excedente enerxético, cá xeración ou actividade principal das empresas que coxeran enerxía, xa que, pola contra, estas actuacións converteranse en insostibles ou inaceptables para os consumidores e os contribuíntes. Tanto uns coma outros perseguen unha minimización de prezos enerxéticos ou de impostos. Obxectivos que tamén definen o sistema liberalizado e competitivo.

e) Por último, na apertura cara a novos procedementos enerxéticos, económicos e ambientais capaces de mellorar a competitividade e calidade do sistema enerxético galego, pódese destacar a importancia do ciclo combinado, utilizando fundamentalmente gas natural. As posibilidades de utilización deste sistema en Galicia mellorarán sensiblemente coa entrada na Comunidade do gas canalizado.

Tanto neste senso coma na mellora do panorama enerxético global de Galicia, adquire unha notable importancia estratéxica a localización, na comarca ferrolana, dunha Planta de Regasificación. Fronte ó actual abastecemento con gas canalizado procedente de Alxeria e Europa, en condicións moi dependentes de mercados de orixe concretos, a Planta de Ferrol permitiría diversificar e seleccionar amplamente mercados de orixe, ó substituír a canalización cara ó estranxeiro por buques como medio de transporte do gas. Os avances nos procesos de liberalización, competencia e elección do subministrador no escenario do gas en España e en Galicia van depender en gran medida da implantación de plantas deste tipo, que permitan o acceso a mercados internacionais do gas moito máis diversificados e competitivos. Por outra banda, a dita Planta tamén pode mellorar en Galicia os custos relacionados coas actuais peaxes por transporte do gas canalizado.

4

Situación enerxética de Galicia

4. SITUACIÓN ENERXÉTICA DE GALICIA

4.1. Enerxía primaria

En capítulos precedentes deste libro destácase a importancia estratéxica que se atribúe á enerxía en canto factor de desenvolvemento, competitividade económica, e, en definitiva, mellora da calidade de vida.

Neste senso constátase como, sobre todo nos países desenvolvidos, os poderes políticos tratan de adoptar medidas que aseguren a estabilidade na subministración enerxética, fomenten a competencia no sector e permitan unha explotación dos recursos que preserve o ambiente.

O obxecto do presente capítulo é analizar a actual situación enerxética de Galicia, indicando cal é a orixe da súa enerxía primaria e cales son as súas características cualitativas e cuantitativas, qué procesos productivos se desenvolven, cal é o consumo interno e qué produtos se exportan. Todo isto co afán de ofrecer elementos de xuízo suficientes para deseñar as estratexias enerxéticas que resulten axeitadas.

4.1.1. Enerxía primaria de orixe autóctona

As principais fontes de enerxía primaria en Galicia son o carbón, a auga (que se utiliza para a xeración de enerxía hidráulica), a biomasa, os residuos e o vento (enerxía eólica). No cadro que figura a continuación cuantifícase a achega de cada unha destas fontes no ano 1998. (A elección deste ano como referencia da situación, non supón cambio substancial ningún con calquera outro ano recente).

ENERXÍA PRIMARIA AUTÓCTONA		
Producto Enerxético	Ktep	%
Carbón	1.750	56,64
Hidráulica	635	20,55
Minihidráulica	35	1,13
Biomasa	330	10,67
Residuos	310	10,03
Eólica	30	0,98
Total	3 . 090	100

Tabla 9

Do cadro exposto pode destacarse a importancia do carbón por si só, e que este e a enerxía hidráulica representan o 77,19% da enerxía primaria autóctona. A biomasa e os residuos contribúen co 20,70%. As porcentaxes restantes, pouco significativas, corresponden á enerxía eólica e á minihidráulica.

4.1.2. Enerxía primaria de orixe externa

Galicia, ó igual cás rexións do seu contorno, necesita importar recursos de orixe fosil para cubrir as necesidades da súa demanda enerxética. Tales importacións son, fundamentalmente, de carbón e petróleo, como pode comprobarse na gráfica seguinte:

ENERXÍA PRIMARIA IMPORTADA		
Producto Enerxético	Ktep	%
Petróleo	6.400	80,20
Carbón	1.480	18,55
Electricidade	80	1,00
Gas	20	0,25
Total	7.980	100

Tabla 10

4.1.3. Total de enerxía primaria.

O total da enerxía primaria da que dispuxo Galicia en 1998 cifrouse en 11.070 ktep.

Segundo orixe	Ktep	%
Enerxía Primaria Autóctona	3.090	27,92
Enerxía Primaria Importada	7.980	72,08
Total	11.070	100

Tabla 11

Galicia importa, deste modo, case as $\frac{3}{4}$ partes dos recursos enerxéticos primarios que utiliza, sendo apreciable a presenza do petróleo (que representa o 80,20% do total das importacións e o 57,81% do total da enerxía primaria) e que vén, en boa parte, motivada pola aplicación, practicamente exclusiva, deste combustible ós usos do transporte.

A distribución porcentual da enerxía primaria dispoñible é a seguinte:

TOTAL DE ENERXÍA PRIMARIA

	Producto	Ktep	%
Importación	Petróleo	6.400	57,81
	Carbón	1.480	13,36
	Electricidade	80	0,72
	Gas	20	0,18
Autóctona	Carbón	1.750	15,81
	Hidráulica	635	5,73
	Minihidráulica	35	0,32
	Biomasa	330	2,98
	Residuos	310	2,81
	Eólica	30	0,28
Total		11.070	100

Tabla 12

Como pode verse, a presenza do petróleo destaca sobre calquera outro produto enerxético. Tras el sitúase o carbón (autóctono e importado), que se consume nas centrais térmicas das Pontes e Meirama para a xeración de enerxía eléctrica.

O carbón (autóctono e importado) representa o 29,17% do total da enerxía primaria galega. Deste xeito a achega de produtos enerxéticos fósiles acadou un 87,16% en 1988, aínda que a participación do gas segue sendo escasa. O resto dos recursos enerxéticos primarios de Galicia son de orixe autóctona e de natureza renovable.

4.2. Rendemento dos procesos transformadores productivos

4.2.1. Termoeléctricos

En Galicia hai tres grandes centrais eléctricas de xeración térmica que empregan combustibles de orixe fósil. A súa potencia total é de 2.420 MW e a súa produción, en 1998, foi de 1.100 ktep. As dúas centrais de maior tamaño, situadas nas Pontes (1.400

MW) e Meirama (550 MW) consomen lignito pardo, procedente da mina a ceo aberto situada a pé de central, e hulla de importación. A terceira central, situada en Sabón (470 MW) utiliza fuelóleo¹³.

No referido ós procesos de coxeración, Galicia contaba en 1998 cunha potencia eléctrica instalada de 346 MW, e unha produción de 190 Ktep. En 1999, existían en Galicia 59 centrais de coxeración con motores, cunha potencia total de 438 MW e unha produción de 235 ktep de enerxía eléctrica. Os combustibles habitualmente utilizados neste tipo de instalacións son gasóleo, fuelóleo, gas natural e propano. Estas centrais ofrecen rendementos que oscilan entre un 60 e un 70%, superiores ós das centrais térmicas, ó permitir o aproveitamento simultáneo de electricidade e calor.

4.2.2. Hidráulicos

Galicia dispoñía, en 1998, de 34 instalacións, cunha potencia total de 2.759 MW e unha xeración eléctrica de 635 ktep.

O rendimento deste tipo de instalacións varía entre o 60 e o 95%, dependendo do tipo de turbina, da altura e da canle do río. Sen embargo, para efectos de balance enerxético, a enerxía eléctrica xerada nestas centrais considérase enerxía final, xa que non se teñen en conta as perdas ocasionadas nos procesos de transformación¹⁴.

4.2.3. Minihidráulicos

As centrais hidroeléctricas de potencia non superior a 10.000 KW denomínanse, convencionalmente, minicentrais e a enerxía que xeran, minihidráulica. O rendimento deste tipo de instalacións é moi similar ó das hidráulicas convencionais e ó igual ca nestas a súa produción depende da pluviosidade do período considerado.

¹³ Nas centrais térmicas a enerxía mecánica necesaria para xerar enerxía eléctrica obtense a partir do vapor producido pola ebulición de auga nunha caldeira. O vapor xerado (a alta presión) faise chegar a unha turbina para que na súa expansión sexa capaz de mover os álabes da máquina. Aínda que estas instalacións están dotadas con equipos de elevada produtividade (caldeira, turbina, alternador e outros) o seu rendimento global non supera o 38% debido a que o ciclo termodinámico é moi pouco eficaz.

¹⁴ As centrais hidráulicas aproveitan a enerxía potencial e cinética dun curso de auga, transformándoa en enerxía eléctrica. Para isto, a masa de auga previamente embalsada condúcese a través dunha canalización cara a unha turbina, que normalmente está a pé de presa. A produción hidroeléctrica depende da pluviosidade do ano en cuestión e da potencia dos aproveitamentos hidráulicos é directamente proporcional ó caudal da auga.

Galicia conta na actualidade con 57 instalacións cunha potencia total de 115 MW e cunha produción en 1998, de 35 ktep.

4.2.4. Biomasa¹⁵

Galicia conta na actualidade con 4 centrais termoeléctricas que producen enerxía eléctrica a partir de residuos de industrias de 1ª e 2ª transformación da madeira e subproductos forestais. As ditas instalacións suman unha potencia total de 40 MW e produciron 7 ktep de enerxía eléctrica en 1998. Os rendementos dos seus ciclos termodinámicos son da orde de 26%. Por outra banda, o consumo de biomasa en Galicia para a produción de enerxía térmica ascendeu a 294 ktep en 1998. O rendimento global deste tipo de aproveitamentos (uso directo) é alto: 88% aproximadamente.

A estimación do rendimento ponderado, considerando os distintos procesos e produtos utilizados, é do 71%.

4.2.5. Residuos

En Galicia hai 3 centrais que producen enerxía eléctrica a partir de residuos de diversa procedencia: lixivias negras, residuos Marpol e subproductos de refinería. Non obstante, o combustible empregado varía en función da súa dispoñibilidade. Así, en momentos de escaseza de residuos, é necesario utilizar derivados do petróleo para cubrir as necesidades enerxéticas do ciclo productivo. En 1998 estas instalacións produciron, a partir de residuos 64 ktep eléctricos e 167 ktep de calor, e, en 1999, 44 ktep de enerxía eléctrica e 115 ktep de calor.

O rendimento destes aproveitamentos é moi variable, entre un 52 e un 73, dependendo basicamente do tipo de tecnoloxía aplicada. O rendimento medio ponderado é dun 56,5%.

¹⁵ A biomasa está formada pola materia orgánica orixinada como consecuencia dos procesos biolóxicos. Son biomasa, por tanto, os produtos da agricultura e a silvicultura, os residuos vexetais da agricultura, da silvicultura e da industria de produción de alimentos, os residuos de madeiras non tratadas e os residuos do cortiza. A lista é case interminable xa que vai desde o biogás ou os residuos forestais, ata os cultivos enerxéticos.

Basicamente podemos dicir que hai dúas formas de aproveitar enerxeticamente a biomasa: mediante procesos termoquímicos e mediante procesos bioquímicos.

4.2.6. Eólicos¹⁶

En 1998 había en Galicia unha potencia eólica instalada de 257 MW que produciron 30 ktep. A produción en 1999 elevouse a 64 ktep e, en xaneiro de 2000, contábase xa cunha potencia total de 486 MW. Ó igual cá enerxía hidráulica, para os efectos de balance enerxético, a enerxía eólica considérase enerxía final, xa que desde a súa natureza inesgotable non se valoran as perdas dos procesos de transformación.

O aproveitamento deste tipo de enerxía evolucionou de forma espectacular nos últimos anos cunha mellora dos rendementos e unha rebaixa nos custos. Actualmente é a enerxía renovable con maior potencial de crecemento.

4.2.7. Solar, fotovoltaicos

A utilización máis estendida deste tipo de enerxía é a produción de auga quente sanitaria a baixa temperatura, mediante a utilización de colectores solares planos situados na epiderme dos edificios. Existen, sen embargo, outros sistemas que utilizan concentradores para acadar temperaturas máis altas, que poden chegar ata os 300 graos centígrados¹⁷.

A enerxía solar fotovoltaica é un tipo de enerxía solar baseada na aplicación do denominado efecto fotovoltaico, que se produce pola incidencia da luz sobre certos materiais (semicondutores)¹⁸. Trátase dunha enerxía en certa maneira ilimitada e de escaso impacto ambiental. Sen embargo a tecnoloxía dispoñible na actualidade fai que o seu aproveitamento resulte custoso en comparación con outros recursos renovables. Por isto, a súa principal implicación é o abastecemento de vivendas illadas, repetidores de telefonía, bombeiros, así como a protección catódica de gasoductos.

¹⁶ Nos aeroxeradores a enerxía cinética de aire transfórmase, sucesivamente, en enerxía mecánica de rotación e enerxía eléctrica, polo movemento xiratorio das hélices situadas na parte superior e orientadas na dirección do vento. A enerxía eólica que os aeroxeradores son capaces de producir é directamente proporcional á densidade do aire, á superficie de captación e ó cubo da velocidade do vento.

¹⁷ Estes concentradores non son máis ca espellos cilíndricos ou parabólicos que concentran a radiación solar nun espazo reducido. Desta forma, ó acadar un fluído a maior temperatura, amplíase o abano de posibles aplicacións deste tipo de enerxía.

¹⁸ A dita incidencia produce unha diferenza de potencial susceptible de aproveitamento enerxético.

4.2.8. Maremotriz

O aproveitamento da enerxía maremotriz resulta, hoxe en día, practicamente inviable, tanto por razóns puramente tecnolóxicas como pola dimensión das instalacións que serían necesarias (co conseguinte impacto ambiental) e os cuantiosos investimentos. A todo unírase que os “ratios” de rendibilidade serían, en calquera caso, baixos.

A enerxía das ondas presenta, en cambio, un potencial considerable. Os seus problemas fundamentais son a pequena densidade de enerxía e a súa difícil explotación. Na actualidade non se dispón de ningunha solución industrial que faga rendible o seu aproveitamento. Non obstante o indubidable interese desta fonte de enerxía motivou a realización de diversos estudos ó respecto en Galicia.

4.2.9. Xeotérmicos

Os recursos xeotérmicos que afloran á superficie poden ser utilizados para aplicacións enerxéticas que non requiran temperaturas e caudais elevados. Ata o momento, iniciáronse proxectos de aproveitamento para calefacción doméstica e quecemento de auga en Ourense. O potencial hidrotérmico superficial en Galicia é de 30 MW¹⁹.

4.2.10. O petróleo e os seus derivados

Galicia conta cunha refinería de petróleo, reformada para permitir o procesado de crús de distinta procedencia e natureza (desde os moi lixeiros ata os máis pesados) e destinada á produción de fuelóleos, gasóleos desulfurados e gasolinas sen chumbo, principalmente.

En 1998 procesáronse na refinería 5.625 ktep e importáronse 761 ktep de distintos produtos finais. Esta instalación procesou en 1999 4.950 ktep de cru e a importación

¹⁹ Para que, cos medios técnicos actualmente dispoñibles, se poida aproveitar este tipo de enerxía, precísase que a zona a explotar estea situada a unha profundidade accesible e que existan formacións xeolóxicas porosas, capaces de reter a auga, para poder extraer a calor.

ascendeu a 1.375 ktep. O rendemento do proceso de transformación do cru en produtos petrolíferos é da orde do 86%, considerándose un rendemento ponderado segundo os distintos produtos obtidos.

O cru de referencia en Europa é o Brent do Mar do Norte, debido a que a súa calidade é media-alta. No cadro que figura a continuación indícase o rendemento dun barril “brent”.

PRODUCTO	%
- Fuel	27,32
- Gasóleo A	23,32
- Gasolina 95	14,98
- Gasolina 97	10,90
- Combustible avións reacción	10,77
- Gas	4,23
- Nafta parafínica	2,12
- Nafta aromática	2,12
- Butano	2,00
- Propano	1,89

1 barril=158,97 litros=42 galóns

Tabla 13

Os produtos resultantes da transformación do petróleo destínanse a moi diversos usos e ofrecen diferentes rendementos segundo o tipo de aplicación. A continuación, figuran os rendementos medios asociados ós distintos produtos e usos:

PRODUCTO	USOS	RENDIMENTOS MEDIOS (%)
- Gasolina	Transporte	32
- Gasóleo	Transporte	37
	Calefacción	85
	Coxeración	70
- Fuelóleo	Producción de calor	83
	Coxeración	70
- G.L.P.	Producción de calor	98
	Coxeración	75

Tabla 14

4.2.11. Gas Natural

O gas natural utilízase, fundamentalmente, en usos domésticos e industriais e constiúe a solución máis atractiva para substituír ós derivados do petróleo na cobertura da demanda final de enerxía, por canto é unha enerxía limpa e de utilización fácil e eficiente que non presenta problemas de transporte, impacto ambiental o almacenamento.

Os rendementos en usos domésticos deste combustible oscilan entre o 98% (encimeiras) e o 90% (combustión en caldeiras).

O gas utilízase nos sectores industriais e terciario, especialmente nas plantas de coxeración (nas que ofrece rendementos do 75%) e nas caldeiras.

RENDEMENTOS PONDERADOS DOS PRODUCTOS ENERXÉTICOS (ENERXÍA PRIMARIA)

Productos	Rendementos medios (%)
Petróleo	86
Carbón de importación	38
Carbón autóctono	30
Electricidade	100
Auga	100
Biomasa	71
Residuos	80
Vento	100
Gas	85

Tabla 15

4.3. Enerxía dispoñible

Os produtos enerxéticos primarios, unha vez transformados e dispostos para o consumo final, ofrecen distintos rendementos segundo se utilicen para a xeración de electricidade, calor en usos do transporte. Por isto, e para os efectos de clarificar a dispoñibilidade de enerxía final, estímase uns valores ponderados de eficiencia de cada un dos recursos que se reflicten na seguinte táboa.

	Producto	E. Primaria (Ktep)	Rendemento estimado (%)	Perdas do sistema (Ktep)	Enerxía dispoñible (Ktep)
Importación	Petróleo	6.400	86	900	5.500
	Carbón	1.480	38	917	563
	Electricidade	80	100	-	80
	Gas	20	85	3	17
Autóctono	Carbón	1.750	30	1.223	527
	Hidráulica	635	100	-	635
	Minihidráulica	35	100	-	35
	Biomasa	330	71	95	235
	Residuos	310	80	62	248
	Eólica	30	100	-	30
Total		11.070	71	3.200	7.870

Tabla 16

Como se pode apreciar, a eficiencia do noso sector enerxético no seu conxunto é dun 71%, un valor relativamente elevado debido, en boa parte, á considerable achega dos produtos petrolíferos, cuns procesos transformadores que reportan unha alta rendibilidade.

O rendemento ponderado do sistema considerado na súa totalidade contrasta co da xeración de enerxía eléctrica en centrais térmicas de carbón, que é inferior ó 38% (e que varía segundo as mesturas do carbón para combustión).

A enerxía dispoñible, isto é a que serve ós usuarios para cubrir as súas demandas de electricidade, calor e produtos petrolíferos (estes últimos destinados maioritariamente ó transporte), distribúese da seguinte forma:

Enerxía dispoñible

Producto	Ktep	%
Electricidade	2.070	26,3
Calor	1.250	15,9
Productos Petrolíferos	4.550	57,8
Total	7.870	100,0

Tabla 17

En termos de enerxía dispoñible, a importancia porcentual dos produtos petrolíferos segue sendo considerable (mantense o 57,8% que representaba no total da enerxía primaria).

No que respecta á dispoñibilidade para a electricidade e calor, os produtos enerxéticos que se aplican son cualitativamente os mesmos que definen o mapa da enerxía primaria.

Orixe da enerxía dispoñible

Dispoñibilidade	Producto	Ktep	%	Procedencia	%
Electricidade 2.070 Ktep	Productos petrolíferos	950	28,6	Importación	48,4
	Carbón	563	16,9		
	Electricidade	80	2,4		
	Gas	17	0,5		
Calor 1.250 Ktep	Carbón	527	15,9	Autóctona	51,6
	Hidráulica	635	19,1		
	Minihidráulica	35	1,1		
	Biomasa	235	7,1		
	Residuos	248	7,5		
Electricidade+Calor=3.320 Ktep	Eólica	30	0,9		
Total		3.320	100		100

Tabla 18

Segundo a súa procedencia os produtos de orixe autóctona, cun 51,6%, sobrepasan ós de orixe foránea en 3,2 puntos porcentuais. Ademais, a dispoñibilidade enerxética para a electricidade e calor maioritariamente de produtos de orixe fósil (non renovables, polo tanto) cunha porcentaxe do 61,9% do total.

Seguindo os criterios definitorios contidos no proxecto da directiva da UE relativa á promoción da electricidade xerada a partir de FER²⁰ no mercado interior da electricidade a porcentaxe dispoñible de orixe marcadamente renovable, incluída a gran hidráulica, é do 28,2%.

²⁰ Fontes de enerxía renovable.

4.4. Consumo interno

En 1998, o consumo interno de electricidade, calor e produtos petrolíferos foi de 4.300 ktep.

Consumo galego		
Producto	Ktep	%
Electricidade	1.200	27,9
Calor	1.250	29,1
Productos Petrolíferos	1.850	43,0
Total	4.300	100

Tabla 19

Como se viu, a enerxía dispoñible que ofrece Galicia para o seu uso en electricidade e calor é dun 51,6% autóctona e nun 48,4% de importación. O fluxo enerxético dos recursos autóctonos é o que figura a continuación.

Fluxo enerxético produtos autóctonos para electricidade e calor

ENERXÍA PRIMARIA			RENDEMENTO	PERDAS	ENERXÍA	CONSUMO GALEGO	
			ESTIMADO	DO SISTEMA	DISPONIBLE		
Producto	Ktep	%	%	Ktep	Ktep	Producto	Ktep
Carbón	1.750	56,64	30	1.223	527	Electricidade	1.200
Hidráulica	635	20,55	100	-	635		
Minihidráulica	35	1,13	100	-	35		
Biomasa	330	10,67	71		235	Calor	1.250
Residuos	310	10,03	80	95	248		
Eólica	30	0,98	100	62	30		
Total	3.090	100,00	55,34	1.380	1.710		2.450

Tabla 20

Galicia ten un déficit de 710 ktep de enerxía dispoñible para o seu consumo con produtos de orixe autóctona. Nun escenario co sistema productivo actual, o noso déficit de enerxía primaria (para a electricidade e calor) ascendería a 1.160 ktep.

Galicia ten un grao de autoabastecemento para a electricidade e calor do 69,8%. Considerando o total do noso consumo enerxético (incluídos pois os dos produtos petrolíferos) o grao de autoabastecemento é do 39,7%.

4.5. Exportación de productos enerxéticos

A capacidade de Galicia para xerar enerxía final a partir de recursos primarios, autóctonos e importados, permite a exportación de enerxía. Neste ámbito, os derivados do petróleo son os produtos con maior presenza, a unha considerable distancia da enerxía eléctrica.

Exportación

Producto	Ktep	%
Derivados do petróleo	2.700	75,6
Electricidade	870	24,4
Total	3.570	100

Tabla 21

A enerxía exportada representa o 45,40% do total da enerxía dispoñible que Galicia achega ó mercado. Esta porcentaxe referida exclusivamente á enerxía eléctrica cífrase nun 42%. Todo isto confirma o carácter exportador de enerxía eléctrica final de Galicia, posibilitado polo elevado volume das importacións de produtos enerxéticos primarios e, como xa se dixo, pola alta capacidade de transformación das centrais enerxéticas galegas.

É tamén interesante ter en conta o consumo galego de electricidade e calor e referenciar a exportación a tal índice. Deste xeito obsérvase cómo a enerxía eléctrica exportada supón o 26,2% da enerxía dispoñible que Galicia oferta para o consumo eléctrico e calorífico. Isto é posible porque a demanda galega de calor é cuberta por produtos non eléctricos. Noutro caso as exportacións de enerxía eléctrica non serían viables.

No referente ós produtos petrolíferos, resulta que o consumo galego é de 1.850 ktep, no transporte e de 950 ktep para xeración de electricidade e calor. Isto permite exportar o 49% (2.700 ktep) do total dos 5.500 ktep ofertados ó mercado.

Fluxo de produtos petrolíferos

Importación (Ktep)	Rendementos (%)	Dispoñible (Ktep)	Destino (Ktep)
6.400	86	5.500	Electricidade+Calor 950 (17,4%)
			Transporte Galego 1.850 (33,6%)
			Exportación 2.700 (49,0%)

Tabla 22

4.6. Consideracións sobre a situación enerxética actual

Mostrado o escenario enerxético de Galicia, no que se identificaron os produtos que constitúen a achega de enerxía primaria e a procedencia desta (4.1), os procesos transformadores-productivos que se realizan con indicación dos distintos rendementos ponderados (4.2) e que permiten definir cáles son os produtos dispoñibles e a contía dos mesmos (4.3), así como o seu destino final que estes teñen (consumo interno e exportación -4.4 e 4.5-) poden avanzarse algunhas consideracións básicas sobre o sector enerxético galego.

- No que respecta á enerxía primaria autóctona, existe unha alta dependencia do carbón (lignitos pardos), recurso non renovable, con tendencia ó esgotamento en 5-8 anos, e emisor, na súa combustión, de residuos á atmosfera.
- As enerxías renovables deben constituír o núcleo principal do desenvolvemento enerxético de Galicia. Requírense deste xeito incrementos significativos da súa achega como enerxías primarias que permitan diversificar as fontes da subministración, dar estabilidade ó sistema e adoptar unha certa estratexia na redución da nosa factura enerxética e dependencia do exterior.
- Galicia ten que acudir inexcusablemente a enerxías primarias procedentes do exterior para cubrir as súas necesidades enerxéticas.
- A dependencia exterior é, case exclusivamente, de petróleo e carbón, figurando, na actualidade, a gran distancia o gas natural.
- A dependencia exterior debe diversificarse mellorando a presenza cualitativa e cuantitativa do gas natural.
- Os procesos transformadores productivos deben mellorar os seus parámetros de rendimento, ó longo de toda a cadea de fluxos.
- Galicia xestiona unha importante cantidade de produtos enerxéticos primarios, debido á gran capacidade de transformación das súas instalacións, o que lle permite exportar produtos enerxéticos eléctricos e derivados do petróleo para consumo final.

Estas consideracións, xunto con outras de carácter ambiental, socio-económico, ou simplemente técnicas deben configurar un escenario no que a cobertura da demanda enerxética sexa compatible co desenvolvemento sostible.

5

Galicia e o seu futuro enerxético. Estratexias e líñas de actuación

5. GALICIA E O SEU FUTURO ENERXÉTICO: ESTRATEGIAS E LIÑAS DE ACTUACIÓN

Nun escenario enerxético practicamente liberalizado e tendente a unha globalización total do mercado, cómpre, máis ca nunca analizar a dispoñibilidade de recursos enerxéticos da nosa Comunidade. Neste senso é obvia a conveniencia de administrar con eficacia os recursos enerxéticos, un ben básico do que dependen o benestar social, a competitividade das empresas e o futuro dun país.

Galicia é unha rexión con gran capacidade de transformación de recursos, tanto autóctonos coma de importación. Se ben algúns deles teñen un potencial dispoñible limitado, outros, coma os renovables, haberán de identificarse polo seu potencial neto tecnicamente aproveitable, xa que deben terse en conta as limitacións tecnolóxicas, sociais e ambientais que lles afectan.

Nos seguintes apartados examínase o “*dispoñible interior bruto*” de recursos analizándose dentro do máis amplo concepto de *desenvolvemento sostible*, a conveniencia de manter un equilibrio razoable entre o aproveitamento dos mesmos, a demanda enerxética e o ambiente.

A cuantificación de “*reservas*” e “*explotación*” faise en unidades enerxéticas (ktep), para tratar de identificar, mediante un valor de produción anual, o parque de potencia sostible durante un período medio de explotación de cada un dos diferentes procesos de transformación. Deste xeito, os valores da “*enerxía dispoñible*” (electricidade, calor, produtos petrolíferos, etc) expresaranse sempre en ktep.

Na próxima década a demanda de enerxía en Galicia tenderá a crecer a un ritmo similar ó actual. Para moderar este crecemento sen que se vexan afectados os consumidores, será necesario poñer a disposición de todos os cidadáns a máxima información, que lles permita elixir a tecnoloxía máis eficiente, a oferta enerxética máis vantaxosa e modificar os seus hábitos de consumo. De non ser así, aumentará a nosa dependencia enerxética do exterior e ademais intensificaranse os problemas ambientais.

Atendendo por un lado ós crecementos económicos e por outro á adopción dunha política enerxética que fomente o aforro e o uso racional da enerxía, cífrase a demanda enerxética para o ano 2005 en 4.650 ktep e para o ano 2010 en 5.400 ktep.

A continuación, analízanse os diferentes campos de actuación nos cales parece conveniente incidir para conseguir un sistema enerxético caracterizado pola seguridade de aprovisionamiento, a calidade da subministración e a protección do ambiente.

5.1. Capacidade de Xestión

Como xa vimos no capítulo 4, Galicia xestionou en 1998 máis de 11.000 ktep de enerxía primaria, o que representa un 10% do total xestionado a nivel nacional e case un 1% do total da UE.

O sector enerxético ten para Galicia, como para calquera outra rexión do seu contorno, un considerable valor estratéxico, non en van, representa máis dun 8% do PIB galego e máis do 25% do valor engadido da súa industria, o que obriga a fortalecer as infraestructuras enerxéticas, incrementando a taxa de autoabastecemento e procurando un marco estable e diverso de participación de recursos.

No horizonte do 2010 prevese que o actual escenario de xestión enerxética incremente un 34% e un 71% respectivamente a xeración de enerxía e a potencia instalada.

5.2. Dependencia e diversificación

A actual estrutura enerxética galega presenta unha forte dependencia do petróleo, especialmente polo carácter case insubstituíble deste recurso no sector do transporte. Este sempre será un límite á hora de minimizar a súa dependencia. Non obstante, parece interesante aumentar as cotas de consumo doutros combustibles, en especial gas natural, o que permitirá diversificar as nosas fontes enerxéticas ó tempo que proporciona importantes vantaxes ambientais e sociais.

5.2.1. Os recursos autóctonos

Galicia dispón dunha importante variedade de recursos enerxéticos non renovables (lignitos pardos) e renovables (auga, vento, biomasa e sol, fundamentalmente). Isto dálle unha vantaxe importante á hora de definir políticas e plans de actuación enerxéticos.

O esgotamento dos lignitos, empuxa inexcusablemente a centrar esforzos no desenvolvemento das enerxías renovables e en especial daquelas en que o noso potencial é maior e que teñan madurez tecnolóxica que permita o seu aproveitamento económico.

- Recursos fósiles. Carbón

Os depósitos das Pontes e Meirama achegan 527 ktep na actualidade, se ben é constatable unha tendencia á baixa, polo esgotamento das minas en explotación.

A explotación do carbón, como recurso enerxético, presenta nestes momentos problemas considerables de índole ambiental, social e tecnolóxica. Sen embargo, non se pode esquecer o valor estratéxico que a súa reserva pode ter no futuro, como consecuencia da evolución da demanda enerxética, podendo incluso proporcionar unha certa independencia do exterior. Ademais convén ter presente a situación xeopolítica pola que atravesan moitos dos países con maior dispoñibilidade de enerxía primaria.

O esgotamento dos depósitos e a necesidade de reducir o impacto ambiental da utilización do carbón vén obriga a súa importación (Indonesia, Wyoming, Sudáfrica, Rusia...) e á dotación de infraestruturas que posibiliten o seu aproveitamento nas principais centrais galegas.

No gráfico 5.1 contéplase un escenario de xeración no que a utilización de carbón autóctono é practicamente inexistente, estimándose unhas reservas de 250 ktep correspondentes ó depósito da Limia (Ourense). A explotación deste recurso resulta tremendamente difícil por motivos económicos e o seu baixo poder calorífico.

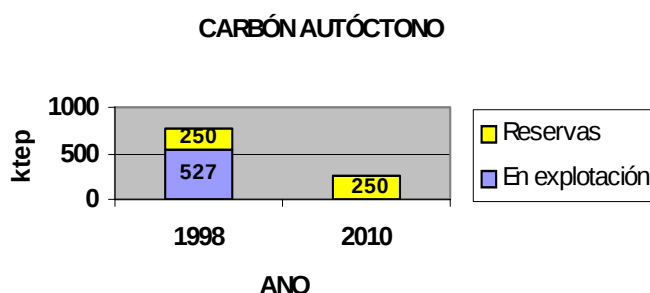


Gráfico 5.1

- Recursos renovables

Sempre que se fala destes recursos convén diferenciar entre o seu *potencial dispoñible* e o seu *potencial tecnicamente aproveitable*, xa que se ben é certo que son inesgotables, o seu aproveitamento está limitado polo desenvolvemento tecnolóxico e os condicionantes ambientais.

a) Biomasa

A biomasa, cun consumo anual de 330 ktep, desempeña en Galicia un importante papel como fonte enerxética en diversas aplicacións, tanto industriais coma domésticas, sendo a Comunidade española con maior potencial de residuos forestais e, na actualidade, a segunda con maior consumo de biomasa. Diversos estudos confirman a existencia dun potencial aproveitable duns 350 ktep, dos cales 70 ktep serían para produción final de enerxía eléctrica.

Actualmente hai instaladas en Galicia varias industrias con plantas de xeración de calor e electricidade a partir de biomasa, que xunto co consumo doméstico representa unha produción enerxética de 235 ktep.

Durante 1999, con obxecto de avaliar as posibilidades de subministración de biomasa en condicións sostidas de cantidade e prezo para alimentar unha central termoeléctrica, elaborouse un inventario dos recursos de biomasa residual procedentes dos sistemas forestais e dos subproductos de primeira e segunda transformación da madeira na zona norte das provincias da Coruña e Lugo. A análise dos resultados confirma a viabilidade técnico - económica dunha planta termoeléctrica de 10 MW aínda que existen recursos suficientes para instalar unha central de 40 MW.

Preténdese ademais que o dito proxecto contribúa a desenvolver una “*plan de aproveitamento enerxético da biomasa*” en Galicia, que axude a xerar uns niveis de emprego locais importantes, á vez que lle dea un novo sentido ó coidado dos nosos montes.

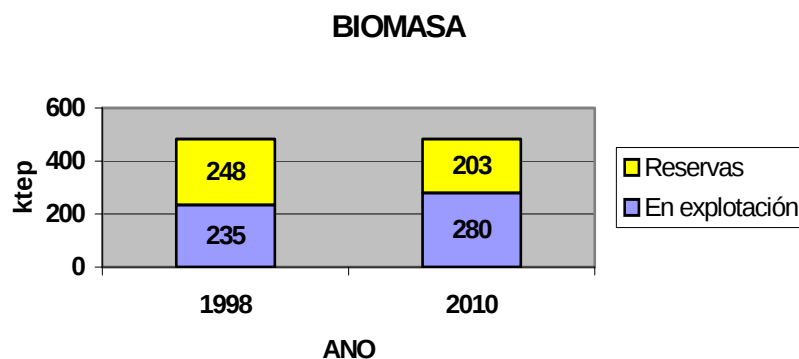


Grafico 5.2

O crecemento (45 ktep) reflectido no gráfico 5.2, responde, por un lado ó incremento da potencia instalada (93 MW) nos procesos de valorización enerxética, e por outro a un esperable descenso da súa utilización para usos domésticos e industriais, motivado pola escasa eficiencia dos procesos de transformación e a futura utilización de combustibles alternativos.

b) Hidráulica e minihidráulica

Galicia dispón dun parque hidráulico de grande importancia no contexto nacional. Isto asegúralle unha certa estabilidade favorecida polas condicións climáticas (pluviosidade) nun marco (o das enerxías renovables) relativamente inestable.

Na actualidade cóntase con 34 instalacións de máis de 10 MW cunha potencia global de 2.759 MW, cunha achega aproximada de 635 ktep e cun potencial neto tecnicamente aproveitable que representaría unha contribución adicional de 25 ktep.

Dentro dos recursos hidráulicos, dispónse dun potencial importante no campo da minihidráulica. Estando catalogadas 731 concesións de auga; delas 57 están actualmente en explotación, cunha potencia instalada de 115 MW e unha achega enerxética anual de 35 ktep.

Distintos estudos mostran a viabilidade de máis de 300 MW, o que representaría unha reserva dispoñible de 185 MW cunha produción de 70 ktep de enerxía final.

Malia a dispoñer dun potencial hidráulico significativo sen aproveitar, débese valorar o impacto que unha instalación destas características supón social e ambientalmente. En tal sentido, o crecemento esperado nos próximos anos en instalacións maiores de 10 MW é practicamente nulo, ó tempo que cabe esperar un crecemento moderado da minihidráulica, cifrado cara ó ano 2010 en 100 MW de potencia, cunha xeración de 30 ktep.

HIDRÁULICA

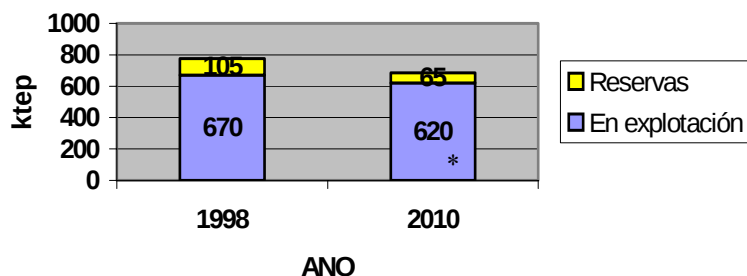


Gráfico 5.3

(*) A diminución que se reflicte na produción hidráulica é consecuencia de tomar como referencia valores de aproveitamentos anuais medios que se valoran en 590 ktep.

c) Eólico

Ó amparo do Decreto 205/1995 da Xunta de Galicia, aprobáronse catorce plans eólicos estratéxicos a outras tantas empresas promotoras, que supoñen un investimento de máis de 400.000 millones de pesetas e unha potencia de 3.000 MW.

A achega deste recurso en 1998 cunha potencia instalada de 257 MW foi de 30 ktep; na actualidade ascende xa, a uns 120 ktep, dentro dun potencial dispoñible duns 1.500 ktep. Estes datos confirman a progresión que ten esta enerxía en Galicia.

A instalación dos 3.000 MW previstos supoñerá unha “enerxía final dispoñible” en forma de electricidade aproximada de 700 ktep.

EÓLICA

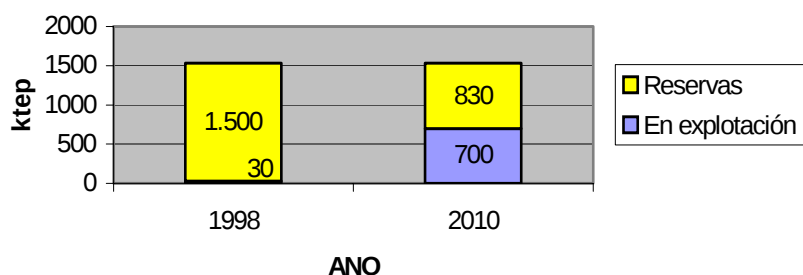


Grafico 5.4

d) Solar

Os niveis de radiación solar en Galicia non son moi altos: entre 3,4 e 4,4 kWh/m² de media diaria, fronte ós máis de 5 kWh/m² do Sur de España. Non obstante, xa se realizaron unha serie de experiencias e pequenas instalacións ó longo da xeografía galega.

A superficie de paneis solares térmicos instalada en Galicia é duns 1.250 m², fronte a un total de 300.000 m² en España. En canto a paneis solares fotovoltaicos, a potencia instalada en Galicia é de 53 kW, fronte a 3.953 kW en toda España. Como se pode apreciar, as cifras son moi modestas.

Dada a situación actual de desenvolvemento na que se atopan as tecnoloxías de aproveitamento solar con fins enerxéticos e aínda que se poida falar dun potencial dispoñible definido segundo os ratios expostos anteriormente, non é prudente fixar un valor de “potencial neto dispoñible”.

De cara ó futuro, e en vivendas e explotación illadas da rede de subministración eléctrica, promoverase a utilización deste tipo de enerxía especialmente nas aplicacións da auga quente sanitaria (AQS) e electricidade, incluso mediante sistemas híbridos con outras formas de xeración (eólico, diesel, etc.)

De todas as formas a súa futura incidencia na xeración e achega de enerxías renovables será pouco significativa.

e) Outras aplicacións enerxéticas

A reciclaxe dos residuos é hoxe en día un labor prioritario na política ambiental. Neste sentido a valorización enerxética dos residuos contéplase como unha opción aceptada pola Unión Europea. Entre os produtos de maior aplicación nestes procesos de valorización encóntranse os RSU.

Galicia conta cun proxecto de xestión de residuos sólidos de carácter integral, que contempla unha unidade de combustión controlada, co fin de minimizar as emisións por debaixo dos límites marcados pola UE. Este proceso permite producir enerxía eléctrica a partir do poder calorífico dun produto combustible (que pode acadar as 2.100 kcal./kg) cunha dispoñibilidade de aproximadamente 657.000 Tm/ano, o que representará no horizonte do 2010, unha achega enerxética de 35 ktep e unha potencia instalada de 50 MW.

A achega procedente doutras aplicacións enerxéticas, maioritariamente residuos achegan 248 ktep, podéndose estimar un “potencial neto dispoñible” duns 100 ktep.

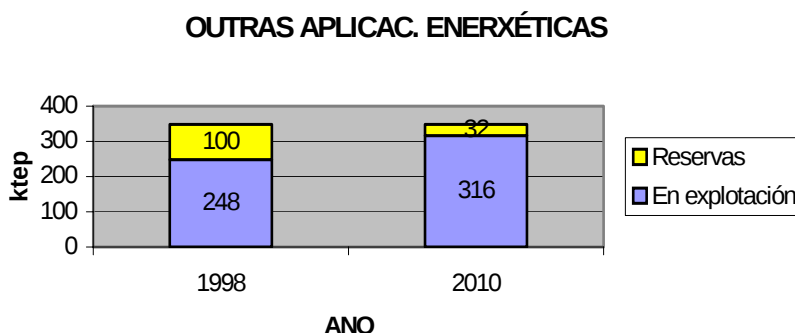


Grafico 5.5

O incremento nestes aproveitamentos de 68 ktep, reflectido na gráfica 5.5, derívase da posta en marcha da planta de Sogama e da valorización enerxética asociada ós tratamentos de pneumáticos, aceites, coxeracións ambientais e outros residuos.

5.2.2. Os recursos externos

a) Petróleo

A existencia na nosa Comunidade dunha refinería situada na Coruña confírelle unha presenza significativa na xestión de recursos enerxéticos a nivel nacional, destinándose os produtos transformados, tanto ó mercado interior coma ó exterior.

A refinería está capacitada para procesar crus de distinta procedencia, desde os moi lixeiros ata os pesados, e orientouse á produción de produtos medios, lixeiros e desulfurados e de gasolinas sen chumbo.

A construción e posta en servizo dun oleoducto entre a refinería da Coruña e un centro de recepción de combustibles, situado en Vigo, reduciu os custos de distribución e desconxestionou as principais vías de comunicación entrambas cidades.

Galicia xestiona 5.500 ktep de enerxía final, destinando o 49% ó mercado nacional de produtos petrolíferos maioritariamente para o transporte e a porcentaxe restante, á demanda de consumo interno, transporte (33,6%) e enerxía final en forma de calor e electricidade (17,4%).

A participación dos produtos petrolíferos na enerxía primaria que se xestiona en Galicia sitúase no 58% (similar á media nacional), polo que a diversificación debe supoñer a busca de recursos alternativos ó mesmo nos seus diferentes usos.

As perspectivas por reducir a presenza dos produtos petrolíferos no consumo de enerxía primaria son prometedoras, non só polo crecemento doutras fontes de enerxía, senón pola progresiva evolución tecnolóxica (pilas de combustible, gas natural licuado e hidróxeno fundamentalmente)

A presenza de novos materiais no mercado posibilitará mellorar os rendementos dos ciclos termodinámicos, o que permitirá reducir considerablemente o consumo de produtos derivados do petróleo e ó mesmo tempo, diminuír a súa dependencia.

Entre tanto, as primeiras actuacións estanse realizando sobre o consumo final de enerxía, fomentando a substitución dos derivados do petróleo por gas natural e outras fontes renovables de enerxía.

b) Carbón

A utilización de carbón de importación é significativa; a súa achega é de aproximadamente de 563 ktep, cifra similar á obtida do carbón autóctono.

O esgotamento dos actuais depósitos de lignito das Pontes e Meirama, obrigará no horizonte do 2008 a importar todo o carbón que se consome na actualidade nas ditas centrais termoeléctricas.

c) Gas

O desenvolvemento do gas natural acométese dun modo integral; é dicir, mediante un sistema de distribución estendido xeograficamente, de forma que poida utilizarse en todos os segmentos de mercado: doméstico, comercial, institucional, industrial, coxeración de calor e electricidade, xeración de enerxía eléctrica mediante ciclos combinados e, eventualmente, aplicacións petroquímicas; a diferenza doutras rexións, ou áreas xeográficas, nas que a súa utilización se circunscribía exclusivamente a determinadas aplicacións.

En 1998 a achega deste recurso enerxético era pouco significativa (17 ktep), sen embargo durante 1999 o gas natural experimentou un incremento de consumo importante, cunha achega de 106 ktep, dos cales 24 ktep (22,6%) destináronse ós sectores doméstico e comercial e os restantes 82 ktep ó sector industrial.

O gas natural aparece en Galicia coma no resto de Europa como a solución máis atractiva para atender os incrementos da demanda final e substituír parcialmente ós produtos petrolíferos. Particularmente nos procesos de xeración eléctrica ofrece melloras globais como consecuencia das súas vantaxes económicas, de rendemento e ambientais, estendéndose a súa utilización a sistemas de coxeración tanto no sector industrial como no terciario.

5.3. Aforro e eficiencia enerxética

O aforro e eficiencia enerxética son os piares sobre os que se apoia a xestión enerxética para reducir o consumo final de enerxía e consecuentemente diminuír o seu impacto ambiental.

Os sectores domésticos, comercial e industrial presentan en Galicia uns consumos específicos elevados e unha forte dependencia (ó igual có resto de rexións de Europa) dos produtos petrolíferos, e a tendencia é que a demanda de enerxía aumentará nos próximos anos a unha taxa media de crecemento anual do 2%, o que obriga quizais hoxe máis ca nunca a fomentar políticas de aforro e eficiencia enerxética que contribúan a diminuír a demanda de enerxía final sen mermar os niveis da actividade económica e calidade de vida.

Entre as accións a realizar, destacan:

- Auditorías enerxéticas nos sectores industriais, comercial e institucional que permitan reducir os consumos específicos.
- Estudos sectoriais que melloren os rendementos dos procesos productivos e aconsellen a substitución de equipos por outros de maior eficiencia enerxética.
- Diversificar fontes enerxéticas evitando a forte dependencia do petróleo.
- Desenvolvemento de proxectos de coxeración e trixeración mellorando a competitividade da empresa ou institución onde se instalen.

- Formación de coordinadores enerxéticos que manteñan en óptimas condicións as instalacións de transporte e consumo de enerxía.
- A certificación enerxética de vivendas para limitar as emisión de CO₂ mediante a mellora da eficiencia enerxética das nosas vivendas.
- Mellora dos hábitos de consumo, mediante campañas de sensibilización e motivación sobre o aforro de enerxía.

Estas medidas (desenvolvidas máis detalladamente no capítulo 9) intensificarán as actuacións en materia de aforro e eficiencia enerxética para moderar o consumo enerxético e consecuentemente protexer o ambiente.

5.4. Escenarios de enerxía e potencia

Para unha visión global do período contemplado (2000-2010), tomansen como referencia datos dos anos 1998 e 1999 que permiten reflectir evolucións, variacións e tendencias que presentan determinados recursos.

Consumo, Producción e Reservas ano 1998 (Electricidade e Calor)

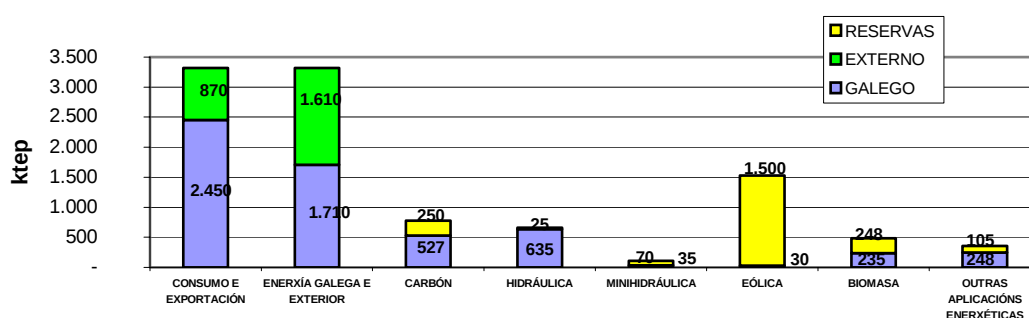


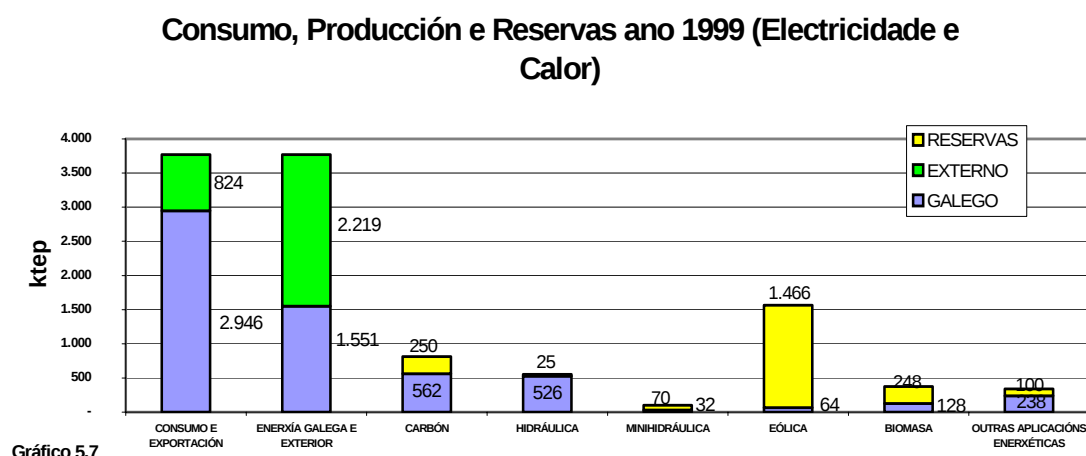
Gráfico 5.6

A columna “consumo e exportación” mostra o consumo interno en electricidade e calor (azul) e a electricidade que se exporta (verde).

A columna “enerxía galega e exterior” mostra a produción de orixe autóctona (azul) e a de importación (verde), ambas referidas a calor e electricidade.

A produción autóctona procede de recursos carboníferos, embalses, pequenas centrais hidroeléctricas, eólicos, así coma electricidade e calor obtidas da biomasa e doutras aplicacións enerxéticas.

Tal e como se reflicte no gráfico 5.6 a taxa de autoabastecemento cos nosos recursos era en 1998 dun 70%, presentándose a enerxía eólica coma o recurso autóctono máis contrastado e con maior capacidade de desenvolvemento.



Como se pode observar no gráfico 5.7. a taxa de autoabastecemento en 1999 sitúase no 53%, o que demostra a importancia da enerxía hidráulica no escenario final e que o seu descenso leva sempre asociado unha maior achega das centrais térmicas e, consecuentemente unha maior utilización de recursos externos.

Outros indicadores importantes son o crecemento que vén experimentando a enerxía eólica, no marco da estabilidade ofrecida polo PEEG e o retroceso que vén sufrindo a utilización da biomasa no sector doméstico e na pequena e mediana industria.

En canto ás previsións de consumo, produción e explotación autóctonos para o ano 2010, o gráfico 5.8. reflicte un sostemento da nosa taxa de autoconsumo (53%) e un importante desenvolvemento da nosa capacidade de xestión enerxética.

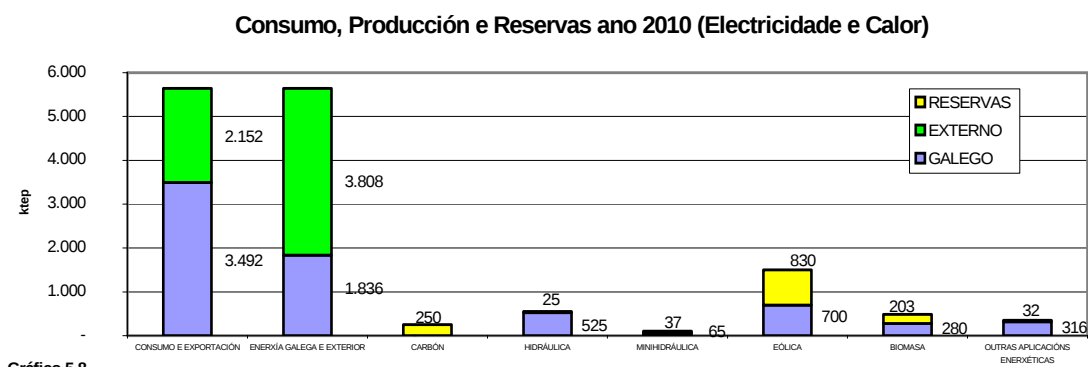


Gráfico 5.8

As previsión de crecemento da demanda enerxética indican a necesidade de adoptar medidas en materia de aforro e eficiencia enerxética.

Ó mesmo tempo o esgotamento do carbón autóctono en explotación e o feito de considerar valores medios para a estimación da achega hidráulica, aconsella realizar importantes esforzos para o aproveitamento doutros recursos autóctonos e renovables, co fin de, polo menos, manter as actuais cotas de autoabastecemento enerxético.

Débese salientar o incremento esperado da potencia de xeración eléctrica, como consecuencia da entrada en funcionamento dos ciclos combinados das centrais das Pontes e Sabón que reflicte a evolución da capacidade de xestión enerxética de Galicia.

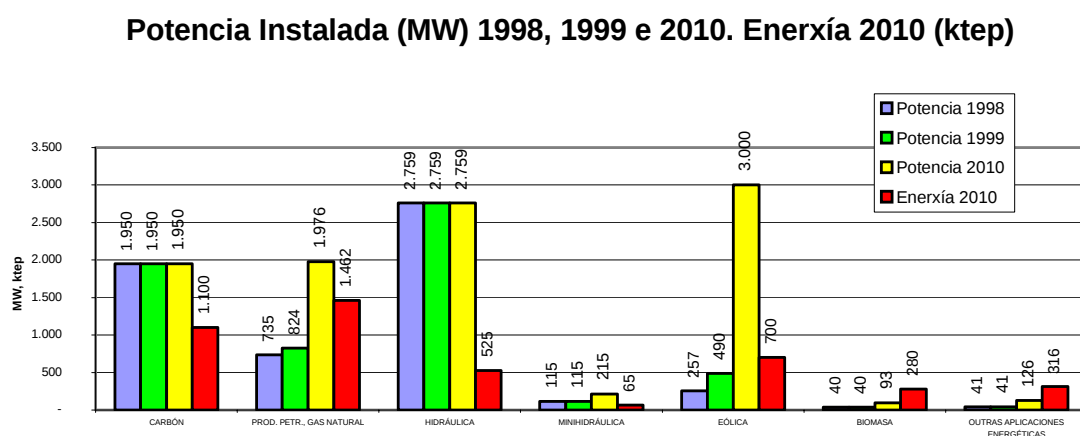


Gráfico 5.9

A modo de resumo, o gráfico 5.9, amosa o futuro escenario enerxético para o 2010, tendo en todo momento presente a potencia eléctrica instalada, se ben se debe indicar que a potencia non garda relación directa coa enerxía producida, xa que as horas de funcionamento anual das instalacións non son as mesmas.

6

*Infraestructura
eléctrica*



6. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

6.1. Xeración

Antes de afondar sobre a xeración da enerxía eléctrica, convén deterse para comprender o escenario actual de xeración en Galicia.

Na seguinte táboa podemos observar a composición da potencia instalada e a enerxía producida en Galicia nos anos 1998 e 1999 (provisoria), indicando que a potencia non garda unha relación directa coa enerxía producida, xa que as horas de funcionamento anuais das distintas instalacións non son as mesmas.

TIPO DE XERACIÓN	1998		1999	
	POTENCIA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN ELECTRICA (Ktep)	POTENCIA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN ELECTRICA (Ktep)
TERMOELÉCTRICA	2.420	1.100	2.420	1.178
RENOVABLES	3.131	700	3.361	622
COXERACIÓN	346	190	438	235
TOTAL	5.897	1.990	6.219	2.035

* A biomasa e residuos se inclúense en coxeración.

Tabla 23

Da táboa anterior dedúcese que máis da metade da potencia instalada correspóndese con enerxías limpas ou alternativas (incluíndo dentro deste grupo as grandes instalacións hidráulicas).

6.1.1. Centrais termoeléctricas

En Galicia hai actualmente tres grandes centrais de xeración térmica:

a) Central Térmica das Pontes: pertencente ó grupo Endesa, ten 1.400 MW (4 grupos de 350 MW) de potencia instalada. É a maior central térmica de España en canto a produción e tan só dúas plantas nucleares a superan en capacidade de xerar electricidade. Actualmente utiliza como combustible hulla subbituminosa de importación e lignito pardo procedente da mina a ceo aberto situada a pé da central. Estas instalacións constitúen o maior centro mineiro-eléctrico de España, tanto en dimensións como en produción de lignito e de enerxía eléctrica.

b) Central Térmica de Meirama: pertence ó grupo Unión Fenosa e ten unha potencia de 550 MW (1 grupo de 550 MW). Utiliza como combustible o lignito procedente da mina de Limeisa e, como complemento para reducir o impacto ambiental emprégase actualmente carbón importado de baixo contido en xofre.

c) Central Térmica de Sabón: pertence ó grupo Unión Fenosa e ten unha potencia de 470 MW (1 x 120 + 1 x 350). Emprega como combustible fuelóleo. Presenta un funcionamento intermitente, dado o elevado custo de xeración, conectando unicamente a rede eléctrica nos momentos nos que é necesario para o mantemento da calidade da subministración.

No seguinte cadro resúmense os datos máis significativos das tres centrais correspondentes a 1999:

NOME	EMPRESA	POTENCIA (MW)	GRUPOS	COMBUSTIBLE	PRODUCCIÓN (Ktep)
AS PONTES	ENDESA	1.400	4 x 350	Lignitos e hulla import.	872
MEIRAMA	U. FENOSA	550	1 x 550	Lignitos e hulla import.	266
SABÓN	U. FENOSA	470	1x120+1x350	Fuelóleo	40
TOTAL		2.420			1.178

Tabla 24

Composición físico-química dos carbóns utilizados na C.T. das Pontes (ano 1999)

	Lignito pardo	Hulla subbituminosa
- Análise inmediata:		
- Auga (%)	37,09	25,50
- Cinzas (%)	26,24	2,09
- Elementos volátiles (%)	21,03	35,05
- Análise elemental (libre de auga e cinzas):		
- Carbono (%)	62,80	73,19
- Hidróxeno (%)	5,59	5,10
- Osíxeno (%)	22,91	20,6
- Nitróxeno (%)	0,95	0,93
- Xofre (%)	7,74	0,18
- P.C.I. (kcal/kg)	1.834	4.798
- Procedencia	As Pontes	Indonesia e Wyoming
- Carbón consumido (Tm/ano)	5.842.288	2.872.611

Tabla 25

**Composición físico-química dos carbóns utilizados
na C.T. de Meirama (ano 1999)**

	Lignito	Hulla	Subbituminosa
Carbono (%)	24,48	66,44	51,99
Hidróxeno (%)	1,93	3,53	3,54
Nitróxeno (%)	0,38	1,48	0,68
Osíxeno (%)	7,54	6,57	15,22
Xofre (%)	1,28	0,53	0,12
Cinza (%)	12,5	13,29	1,51
Humidade (%)	51,88	8,16	26,94
PCS (kcal/kg)	2.255	6.272	5.014
PCI (kcal/kg)	1.879	6.040	4.688
Consumo Tm/ano	3.013.884	300.234	183.250

P.C.S. = Poder Calorífico Superior

P.C.I. = Poder Calorífico Inferior

Tabla 26

Das táboas anteriores dedúcese que o carbón importado ten o dobre de poder calorífico e contén menos substancias contaminantes.

A) Rendementos dos ciclos termodinámicos

Este tipo de instalacións estan constituídas por equipos de elevado rendimento (caldeira, turbina, alternador, etc.), sen embargo o seu “*rendemento global*” non supera o 35% sobre o Poder Calorífico Superior (P.C.S.), debido a que o ciclo termodinámico é moi pouco eficaz.

A continuación preséntanse os resultados dos ensaios de rendementos oficiais realizados nas ditas centrais.

En todos os casos refírense ó Rendemento Neto, calculado sobre o Poder Calorífico Superior do combustible e referido á Potencia Nominal.

	C.T. AS PONTES	C.T. MEIRAMA	C.T. SABÓN
- Tipo de combustible	Lignito Pardo	Lignito Pardo	Fuelóleo
- P.C.S. do carbón (kcal/kg)	2.193	2.212	10.240
- Número de grupo	4	1	2
- Potencia nominal (MW)	350	550	350
- Potencia Neta (MW)	331,9	525,5	335,8
- Rendemento de caldeiras (s/PCS) (%)	70	71	86
- Consumo específico neto (s/PCS) (kcal/kWh)	2.973	2.992	2.478
- Rendemento Neto Grupo (s/PCS) (%)	28,93	28,74	34,71

O baixo rendemento destas instalacións vén determinado fundamentalmente por dúas razóns técnicas:

- As importantes perdas de calor que continuamente se botan fóra do ciclo coa auga de refrixeración.
- As perdas de calor nos fumes de caldeira.

Loxicamente á hora de intentar mellorar o rendemento dos ciclos termodinámicos inténtanse reducir as ditas perdas, pero na actualidade é practicamente imposible, polo que se intentan instalar equipos cuns rendementos que sexan os máis altos posibles co fin de eliminar ó máximo calquera outro tipo de perdas distintas ás comentadas anteriormente.

B) Réxime económico

No actual Sistema de Xeración Eléctrica estas centrais están incluídas no Mercado de Ofertas (Pool). O prezo da enerxía que cobre a demanda dos consumidores determínase no mercado de produción polo sistema de ofertas e prezos horarios, debendo cada empresa productora, comunicar cada día as condicións de cantidade e prezo ás que está disposta a vender a electricidade das súas instalacións en cada unha das vinte e catro horas do día seguinte.

Unha vez recibidas as ofertas de todos os produtores, defínese, para cada hora do día, a entrada en funcionamento das instalacións de produción en función do prezo ó que estas ofrecen a súa enerxía, é dicir, dando prioridade de maneira sucesiva ás que ofrecen a electricidade máis barata, ata cubrir a totalidade da demanda.

As centrais que ofrecen a súa electricidade a un prezo superior ó da última instalación necesaria para atender a demanda de cada hora, non son seleccionadas para funcionar. Este sistema de ofertas competitivas é un importante incentivo para reducir o prezo da electricidade, xa que os xeradores tratarán de ofrecer a súa enerxía ó prezo máis baixo que lles sexa posible, co fin de asegurarse que as súas centrais sexan seleccionadas para funcionar.

C) Impacto ambiental

Desde unha formulación ampla haberá que considerar en primeiro lugar os efectos ambientais ó queimar este na propia central e en segundo lugar a contaminación na obtención do combustible (minería e extracción).

Na produción de electricidade, os combustibles fósiles emiten na súa combustión unha serie de produtos que, de forma resumida, podemos analizar no seguinte cadro.

EMISIÓN DE CONTAMINANTES EN CENTRAIS TÉRMICAS

Miles de toneladas/ano (Central de 1.000 MW)

CONTAMINANTE	CARBON	FUEL	GAS
- Partículas	5	0,8	0,5
- Óxidos de xofre	150	60	0,015
- Oxidos de nitróxeno	23	25	13
- Monóxido de carbono	0,25	0,009	Despreciable
- Hidrocarburos	0,5	0,7	Despreciable

Como consecuencia da intensa utilización de combustibles fósiles prodúcese unha maior concentración de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, que contribúe a producir o denominado “efecto invernadoiro”, principal causante do cambio climático que provoca o aumento da temperatura ambiental. As altas concentracións de CO₂ aínda permiten que a radiación solar chegue á Terra, impiden que parte daquela poida volver ó espacio, sendo reflectida novamente e, polo tanto, facilitando un cambio do clima.

Parámetros de gases de efecto invernadoiro

	CO ₂	CIF C _s	CH ₄	N ₂ O
Importancia segundo contribución para o efecto	Máis do 50%	20% aprox.	12 a 14%	6 a 7%
Tempo de permanencia na atmosfera	50 a 200 anos	75 a 100 anos	7 a 10 anos	150 anos
Taxa de crecemento anual (%)	0,5	4 a 5	1	0,35
Principal orixe da contaminación	Combustión, carbón, petróleo e gas. Deforestación	Aerososis e disolventes Espumas industriais Equipos de refrixeración	Pantanos Gandería Minería	Fertilizantes Combustibles fósiles

En canto á minería do carbón, esta presenta unha incidencia ambiental, que pode variar segundo sexa a ceo aberto ou a través de pozos. Ambas modalidades teñen un problema en común, que é o das entulleiras, cun control ambiental, construción de depósitos estables e cubrimentos para evitar a súa disgregación implica un aumento significativo dos custos da explotación.

a) Central Térmica das Pontes: Desde hai varios anos e co obxecto de reducir as emisións de óxido de xofre ocasionados pola combustión dos lignitos pardos autóctonos (carbón cun contido do 7,74% de xofre) mestúranse carbóns de importación con contidos de xofre moi baixos, da orde do 0,18%.

A central dispón dunha Rede de Medida da Contaminación Atmosférica composta por 16 estacións automáticas de control das emisións, situadas ó redor da central nun raio comprendido entre 5 e 30 quilómetros. Nestas estacións mídense os niveis de partículas en suspensión, dióxido de xofre, óxidos de nitróxeno, ozono e parámetros meteorolóxicos como a temperatura, a velocidade e a dirección do vento. Os valores medidos transmítense por radio a un ordenador que permite vixiar de forma continua a evolución da situación ambiental e executar desde a sala de control da central accións de resposta inmediata no caso de sobrepasar os niveis de contaminación permitidos.

A central posúe desde 1999 a Certificación ISO 9002 para datos ambientais e durante o presente ano vai ser avaliada para a obtención do Certificado de Sistemas de Xestión Medioambiental, segundo a norma ISO 14001.

Para reducir o impacto ambiental da entulleira, o material estéril e as cinzas procedentes da combustión do lignito na central térmica son depositadas de forma ordenada na entulleira, que ocupa 1.150 hectáreas. Alí realízase unha ardua tarefa de restauración de terreos, gracias á cal crecen actualmente medio millón de árbores.

Así mesmo estase a realizar un tratamento integral de todas as augas da central e da mina.

Esta instalación ademais está afectada pola ecotaxa da Xunta de Galicia que supón un sobrecusto de 0,2 ptas./KWh producido.

b) Central Térmica de Meirama: Como a central térmica das Pontes, para reducir o impacto ambiental complementase o carbón autóctono con carbón importado de baixo contido en xofre.

Esta central dispón como a das Pontes dunha Rede de Medida da Contaminación Atmosférica composta por varias estacións automáticas de control das emisións, situadas ó redor da central nun raio comprendido entre cinco e vinte quilómetros, que permite vixiar de forma continua a evolución da situación ambiental e executar desde a

sala de control da central accións de resposta inmediata no caso de sobrepasar os niveis de contaminación permitidos.

Desde 1997 ten implantados Sistemas de Xestión Ambiental rexidos polos principios ambientais contidos na Política Ambiental de Producción Térmica de Galicia. Estes sistemas desenvolvidos e implantados de acordo cos requisitos da norma UNE-EN ISO 14001 permiten a identificación, valoración, seguimento e control de todos os aspectos ambientais relacionados coa súa actividade de produción de enerxía eléctrica, como son as emisión atmosféricas, vertidos, residuos e consumo de materia.

Esta central ademais está afectada pola ecotaxa da Xunta de Galicia que supón un sobrecusto de 0,2 ptas./KWh producido, é dicir, un incremento do 25% dos custos de operación e mantemento, co conseguinte impacto na competitividade da central.

c) Central Térmica Sabón: Desde o punto de vista ambiental implantáronse os Sistemas de Xestión Ambiental, segundo norma ISO 14001.

Neste tipo de instalacións empréganse aditivos e calidade de fuelóleo axeitadas e menos contaminantes para diminuír as emisións de SO₂ e de partículas motivado por unha lexislación ambiental cada vez máis esixente.

D) Xeración de emprego

a) Central Térmica das Pontes: O complexo de Endesa nas Pontes conta (segundo datos 1999) cun cadro de persoal de 1.344 personas, das cales 826 traballan en labores mineiros e as 518 restantes na central. Estímase que outros 400 postos de traballo se mantienen ó amparo da dita instalación.

A pesar da inevitable fin da actividade mineira, Endesa está decidida a manter a súa presenza nas Pontes.

Esta determinación quedou de manifesto no “*Plan de Futuro*” aplicado no complexo, un proxecto asentado sobre dos piares: a permanencia na zona e a progresiva diminución da actividade mineira, derivada tanto do esgotamento do depósito de lignito, como da necesidade de adaptar as instalacións ás novas condicións ambientais e de mercado.

b) Centrais Térmicas de Meirama e Sabón: En canto ó número de empregos directos xerados por ambas centrais, suman un total de 245, dos que 145 corresponden á C.T. de Meirama, 76 á C.T. de Sabón e os 24 restantes á área de Producción Térmica (segundo datos facilitados pola empresa en 1999).

O emprego directo xerado na actualidade na mina de Limeisa, ascende a un total de 221 persoas.

Unión Fenosa, S.A ten a intención de permanecer en Meirama-Cerceda despois do ano 2005, en que está previsto o cerre da mina de lignito. A central que empezou a funcionar hai 25 anos, sempre dependeu do depósito que agora se esgota, pero a empresa eléctrica ten previsto continuar funcionando con hulla importada.

E) Esgotamento do carbón autóctono

a) Central Térmica das Pontes: O depósito ten unha lonxitude de 6 km, cunha anchura de 2,5 km. En 1999 produciu 5,8 millóns de toneladas de lignito. Cunhas reservas explotables de 50 millóns de toneladas, todos os especialistas coinciden en que o mineral pontés é de baixa calidade para a xeración de enerxía, pero Endesa explótao por tratarse dunha riqueza nacional que, doutro xeito, perderíase.

Na mina das Pontes o esgotamento das reservas de lignito (para un ritmo de consumo similar ó actual) prevese para o ano 2008.

Sen embargo esta central pode seguir a funcionar con carbóns de importación, xa que o mercado mundial de carbóns é maduro con prezos baixos e estables e con garantías de subministracións a longo prazo.

O principal problema co que se van a encontrar estas instalacións no futuro será consecuencia dunha lexislación ambiental cada vez máis esixente que obrigará a reducir considerablemente os actuais niveis de emisións e obrigará a queimar combustibles con baixo índice de xofre e instalacións con mellores rendementos enerxéticos.

b) Centrais Térmicas de Meirama e Sabón: En canto a Meirama, púxose en marcha o proxecto de “adaptación da central a carbón de importación” como combustible principal a partir do 2004.

Este proxecto permitirá manter en servizo a instalación e, consecuentemente, contribuír ó sostemento do emprego e á xeración de ingresos na súa área de influencia.

As principais obras consisten na construción dun ramal de ferrocarril que conecte o porto da Coruña coa central e na reforma a realizar na central para utilizar hulla importada en lugar de lignito autóctono. O investimento a realizar estímase nuns 16.000 millóns de ptas.

As reservas actuais cobren o funcionamnto da central ata o ano 2004.

F) A Lexislación ambiental

O principal problema co que se van encontrar estas instalacións nun futuro será consecuencia dunha lexislación ambiental cada vez máis restrictiva, que obrigará a reducir os actuais niveis de emisións e que afectará fundamentalmente ós altos niveis de SO₂ e de CO₂.

Estas centrais térmicas para poder continuar a súa actividade utilizando carbón na próxima década, terán que mellorar o rendemento enerxético dos seus ciclos termodinámicos (alcanzando valores próximos ó 45%) para reducir as emisións de CO₂ e queimar combustibles con baixos índices de xofre, de tal forma que as emisións de SO₂ sexan practicamente nulas.

Na actualidade, a Directiva Europea sobre Calidade do Aire obriga a reducir as emisións de CO, SO₂, NO_x, partículas, ozono e benceno, en todos os países membros.

Neste sentido en decembro de 1999, asinouse o último Protocolo de xofre, que vai marcar a futura lexislación ambiental europea sobre teitos nacionais. No dito Protocolo, España comprométese a reducir no ano 2010 un 70% as emisións de SO₂, circunstancia que obrigará ás empresas a internalizar os seus custos derivados de evitar substancias contaminantes ó medio.

Ó mesmo tempo as novas instalacións terán que cumprir unha nova directiva, denominada Prevención e Control Integrado da Contaminación (I.P.P.C.), que entrará en vigor no 2007 e que fixa dous criterios fundamentais que as novas instalacións terán que cumprir:

- Criterio Mellor Tecnoloxía Dispoñible (B.A.T.)
- Criterio de Cargas Críticas (non superar as cargas críticas dunha determinada zona).

G) Mellora da eficiencia enerxética das instalacións.

Ciclos combinados con gas natural

A mellora do rendemento das Centrais Térmicas constituíu un obxectivo xeneralizado, tanto no deseño de novas plantas como na mellora das xa existentes e está condicionado en gran medida á consecución de temperaturas de entrada de vapor máis elevadas, (o límite actual atópase nuns 560°C debido ós materiais utilizados).

A construción da planta regasificadora de Galicia (G.N.L.) e o gasoducto xa existente van permitir a construción de centrais de ciclo combinado. Estas centrais están formadas polo sistema de turbina de gas, xerador de vapor de recuperación e turbina de vapor. A xeración de electricidade realízase en dous puntos: o turbo alimentador accionado pola turbina de gas e o turbo alternador accionado pola turbina de vapor.

Estas centrais presentan as seguintes vantaxes:

- a) Consomen un 30 – 35% menos de combustible de orixe fósil, xa que os rendementos dos ciclos termodinámicos son elevados (48% podendo acadar o 52%).
- b) A súa natureza modular permítelles unha boa adaptación a réximes de traballo a carga parcial, polo que sempre poden traballar en zonas de óptimo rendemento.
- c) O gas natural emite na súa combustión un 25 – 30 % menos de CO₂ por unidade de enerxía producida cós produtos derivados do petróleo e un 40 – 50% menos có carbón, polo que contribúen a preservar o ambiente.

Emisións de distintos combustibles de orixe fósil

ENERXIA	CO ₂ (Tm/tep)	SO ₂ (kg/tep)	NO _x (kg/tep)	CO (kg/tep)
- Hulla	3,9	36,7	11,3	4,2
- Lignito	4,2	58,2	9,2	4,2
- Gasóleo	3,1	5,9	4,2	0,42
- Fuelóleo	3,3	51,1	8,6	0,42
- G.L.P.	2,7	0,9	18,3	0,42
- Gas Natural	2,3	0,084	5,2	0,42

H) Situación futura das centrais térmicas

- As Pontes: A partir do ano 2005 proxéctase a entrada en funcionamento da instalación de ciclo combinado (gas natural) constituída por dous grupos de 400 MW, polo que a nova potencia total resultante da central será de 2.200 MW (1400 + 800).
- Meirama: Opta pola importación de carbón con baixo contido de substancias contaminantes, non estando cerrada a posibilidade doutras accións alternativas.
- Sabón: Substitución dos grupos de fuelóleo por un ciclo combinado (gas natural) de 800 MW que permita a súa explotación de forma continua.

6.1.2. Centrais de coxeración

A coxeración, ou produción simultánea de calor e electricidade, é unha das solucións máis eficaces para reducir os custos enerxéticos, tanto na industria como noutros sectores nos que é de aplicación, como o hospitalario, o residencial, etc.

No trascurso dos últimos 15 anos, o uso da coxeración experimentou un crecemento espectacular na maioría dos países da Unión Europea e contéplase como unha alternativa para un uso enerxético máis eficiente.

A coxeración soe resultar de interese cando a calor e a enerxía mecánica ou eléctrica producidas son simultaneamente aproveitables. Neste caso, a eficiencia total dun sistema de coxeración é superior ó dunha central convencional de xeración de enerxía eléctrica, co cal o consumo de enerxía primaria e as emisión á atmosfera vense visiblemente reducidos.

Entre as vantaxes asociadas a unha instalación de coxeración, destácanse as seguintes:

- Diversifica a capacidade de abastecemento enerxético.
- Garante a subministración eléctrica.
- Permite producir nun só sistema electricidade e calor.
- Incide na competitividade dunha empresa.
- Diminúe o consumo de enerxía primaria dun país.

O marco regulatorio e retributivo das instalacións acollidas ó Réxime Especial fíxano na actualidade dous Decretos:

- R.D. 2366/1994 no que se inclúen as instalacións autorizadas cunha anterioridade á entrada en vigor da Lei 54/1997.
- R.D. 2818/1998 no que se inclúen as instalacións autorizadas con posterioridade á entrada en vigor da Lei 54/1997.

Para que unha central de coxeración poida acollerse ó Réxime Especial regulado polo R.D. 2818/1998, é necesario que a instalación cumpra os seguintes requisitos:

- a) Ter un rendemento eléctrico equivalente (Ree), igual ou superior ó fixado no anexo I do dito Decreto e que determinarase a partir da fórmula:

$$\text{Ree} = \frac{E}{\left(Q - \frac{V}{0,9}\right)}$$

Q = Consumo de enerxía primaria, con referencia ó P.C.I. do combustible utilizado.

V = Unidades térmicas de calor útil demandada pola industria para os seus procesos de produción.

E = Enerxía eléctrica xerada medida en bornas do alternador e expresada como enerxía térmica, cun equivalente de 1 kWh = 860 kcal/h.

Os rendementos esixidos variarán en función do combustible utilizado e da máquina motriz, tendo valores iguais ou superiores ós que figuran na seguinte táboa:

	R.e.e. (%)
- Combustibles líquidos en centrais con caldeiras	49
- Combustibles líquidos en motores térmicos	56
- Combustibles sólidos	49
- Gas Natural e G.L.P. en motores térmicos	55
- Gas Natural e G.L.P. en turbinas de gas e outras tecnoloxías	59

Entenderase que un autoprodutor xera electricidade, fundamentalmente para o seu propio uso, cando autoconsume, polo menos, ó 30% da enerxía eléctrica producida por el mesmo, se a súa potencia instalada é inferior a 25 MW e, polo menos, ó 50% se a súa potencia instalada é igual ou superior a 25 MW.

Na actualidade o volume de coxeración en funcionamento en Galicia é de 437 MW e a pesar de encontrarse en fase de construción ou de tramitacións administrativas máis de 500 MW, existe algunha incerteza no sector, motivada polo prezo en orixe dos produtos enerxéticos.

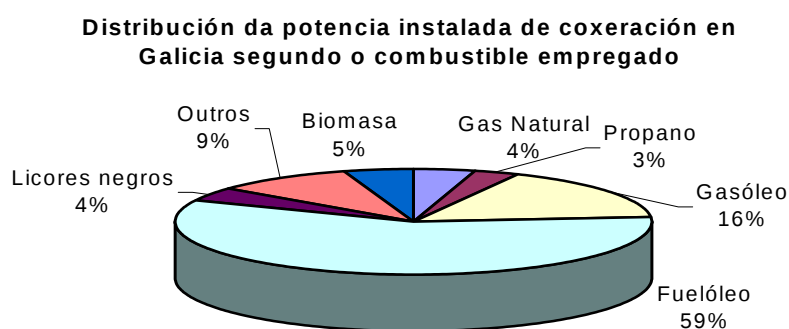
CENTRAIS DE COXERACIÓN	POTENCIA (MW)	Producción (Ktep) Enerxía Eléctrica	Producción (Ktep) Enerxía Térmica
- En funcionamento	437	235	370
- En construción	298	-----	-----
- En tramitación	267	-----	-----
TOTAL	1.002		

A) A coxeración segundo o tipo de combustible empregado

As 64 centrais de coxeración que actualmente operan en Galicia poden clasificarse polo tipo de combustible da forma seguinte:

Tipo de combustible	Nº de centrais	Potencia (kW)	Producción Eléctrica (Ktep)	Producción Térmica (Ktep)	Consumo de combustible (Ktep)
- Gas Natural	6	18.403	8,92	12,6	24,7
- Propano	5	13.250	6,4	8,7	17,6
- Gasóleo	26	71.972	31,6	107,7	167,7
- Fuelóleo	22	254.098	138,8	62,6	290,0
- Licores negros	1	18.038	8,0	78,0	104,0
- Outros	1	41.000	33,4	33,0	91,8
- Biomasa	3	20.611	7,9	67,4	92,7
TOTAL	64	437.372	235,0	370,0	788,5

Aínda que actualmente a maior parte de centrais son de gasóleo o fuelóleo (75% entrambos), a tendencia é a utilización do Gas Natural, a Biomasa ou os Residuos.

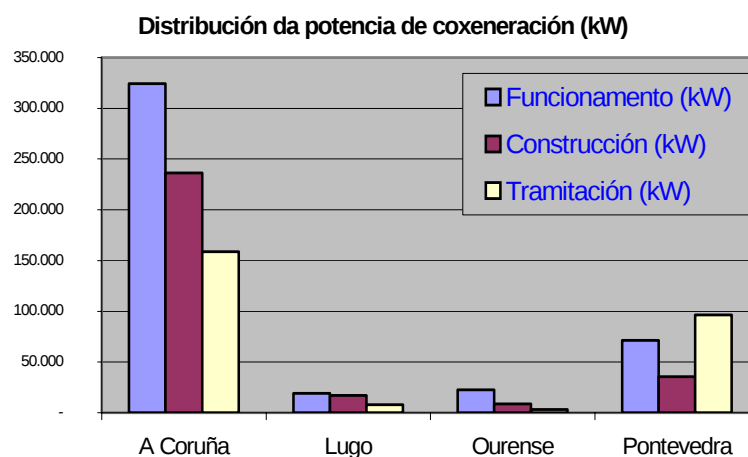


B) A coxeración por provincias

A clasificación das centrais de coxeración en Galicia por provincias pode verse na táboa seguinte:

	Potencia (kW)	Producción eléctrica (ktep)	Producción térmica (ktep)	Consumo de combustible (ktep)
- A Coruña	324.107	184,6	171,4	483,6
- Lugo	19.129	10,6	13,9	29,0
- Ourense	22.660	12,1	10,1	32,4
- Pontevedra	71.476	27,7	174,6	243,5
TOTAL	437.372	235,0	370,0	788,5

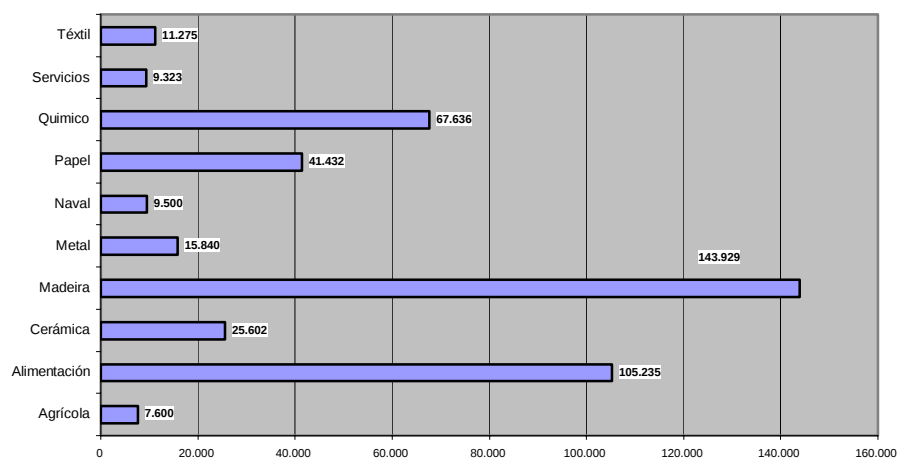
	Funcionamento (kW)	Construcción (kW)	Tramitación (kW)	TOTAL (kW)
- A Coruña	324.107	236.157	158.765	719.029
- Lugo	19.129	17.051	8.120	44.300
- Ourense	22.660	8.830	3.201	34.691
- Pontevedra	71.476	35.574	96.381	203.431
TOTAL	437.372	297.612	266.467	1.001.451



C) A coxeración por sectores empresariais.

Na seguinte táboa obsérvase cómo se reparte actualmente a potencia instalada nos diferentes sectores productivos de Galicia:

Sector	Potencia (kW)	Numero de centrais	Potencia media (kW)
- Téxtil	11.275	4	2.819
- Servicios	9.323	3	3.108
- Químico	67.636	3	22.545
- Papel	41.432	2	20.716
- Naval	9.500	1	9.500
- Metal	15.840	2	7.920
- Madeira	143.929	20	7.196
- Cerámica	25.602	10	2.560
- Alimentación	105.235	17	6.190
- Agrícola	7.600	2	3.800
TOTAL	437.372	64	6.834

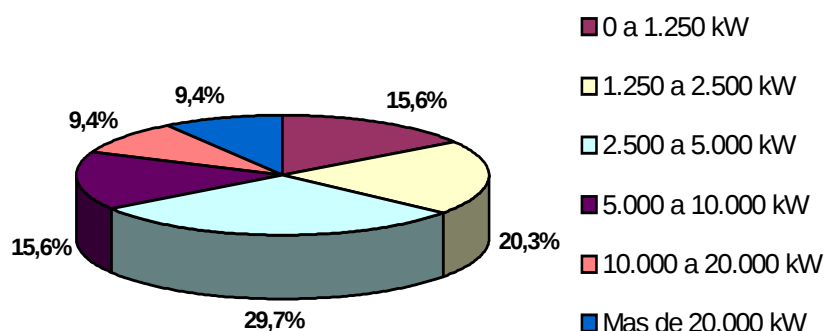


D) A coxeración por potencia instalada

Para coñecer cómo se distribúe a coxeración en Galicia, é conveniente clasificar as centrais segundo a súa potencia:

Potencia (kW)	Nº de centrais	(%)	Potencia total		Potencia media (kW)
			(kW)	(%)	
de 0 a 1.250	10	15,6	8.321	1,9	832
de 1.250 a 2.500	13	20,3	24.110	5,5	1.855
de 2.500 a 5.000	19	29,7	68.533	15,7	3.607
de 5.000 a 10.000	10	15,6	71.656	16,4	7.166
de 10.000 a 20.000	6	9,4	82.220	18,8	13.703
Máis de 20.000	6	9,4	182.532	41,7	30.422
TOTAL	64	100	437.372	100	6.834

Porcentaxe de centrais de coxeración por potencia



E) Viabilidade técnico-económica da coxeración

A viabilidade das plantas de coxeración depende de diversos factores, entre os cales se poden destacar: o combustible utilizado (na planta e na fábrica), o aproveitamento da calor (vapor, auga quente, frío, aceite térmico, etc...), as horas de funcionamento da planta, o custo do mantemento e os prezos de venda dos excedentes de enerxía eléctrica.

A continuación móstrase a viabilidade das plantas de coxeración en función do combustible utilizado e da variación do prezo do mesmo. Para iso supóñense constantes os seguintes parámetros:

- O prezo de venda da electricidade é o prezo medio nos últimos 12 meses (abril 99-abril 2000).
- O cumprimento de Rendemento Eléctrico Equivalente implica un aproveitamento de calor mínima, que dará lugar a un aforro de 2 Ptas./kW eléctrico xerado, por redución de consumo de combustible en fábrica.

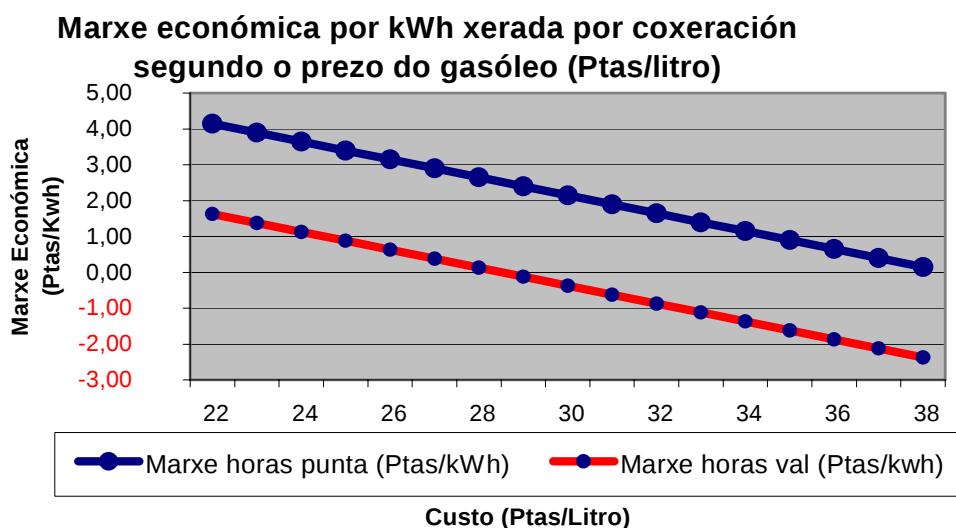
Se se require xeración de frío por absorción, o investimento específico pode aumentar nunhas 30.000 Ptas/kW instalado.

	Prezo De Venda	Aforro por aproveitamento da calor (Ptas/kWh)	Total Ptas/kWh
Horas Punta	9,65	2	11,65
Horas Val	7,13	2	9,13

Gasóleo

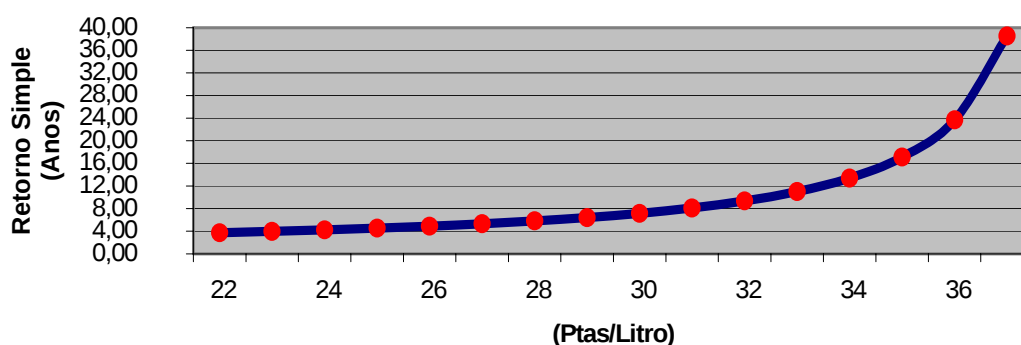
- Investimento específico: 90.000 Ptas/kW instalado.
- Consumo de combustible: 0,25 ml/kWh xerado.
- Custo de mantemento: 2 Ptas/kW xerado.

Prezo (Ptas/litro)	Custo xeración e mantemento (Ptas/kWh)	Marxe horas punta (Ptas/kWh)	Marxe horas val (Ptas/kwh)	Período de retorno simple en horas punta
22	8	4,15	1,63	3,71
23	7,75	3,90	1,38	3,95
24	8	3,65	1,13	4,22
25	8,25	3,40	0,88	4,53
26	8,5	3,15	0,63	4,89
27	8,75	2,90	0,38	5,31
28	9	2,65	0,13	5,82
29	9,25	2,40	-0,12	6,42
30	9,5	2,15	-0,37	7,17
31	9,75	1,90	-0,62	8,11
32	10	1,65	-0,87	9,34
33	10,25	1,40	-1,12	11,01
34	10,5	1,15	-1,37	13,40
35	10,75	0,90	-1,62	17,12
36	11	0,65	-1,87	23,71
37	11,25	0,40	-2,12	38,53
38	11,5	0,15	-2,37	102,74
39	11,75	-0,10	-2,62	Infinito
40	12	-0,35	-2,87	Infinito
41	12,25	-0,60	-3,12	Infinito
42	12,5	-0,85	-3,37	Infinito



Como medida da rendibilidade podemos representar a evolución do período de retorno simple do investimento (en anos) supoñendo que só se traballase en horas punta (16x365=5.840 horas/ano):

Período de retorno simple das plantas de coxeración segundo o prezo do gasóleo (Ptas/litro)

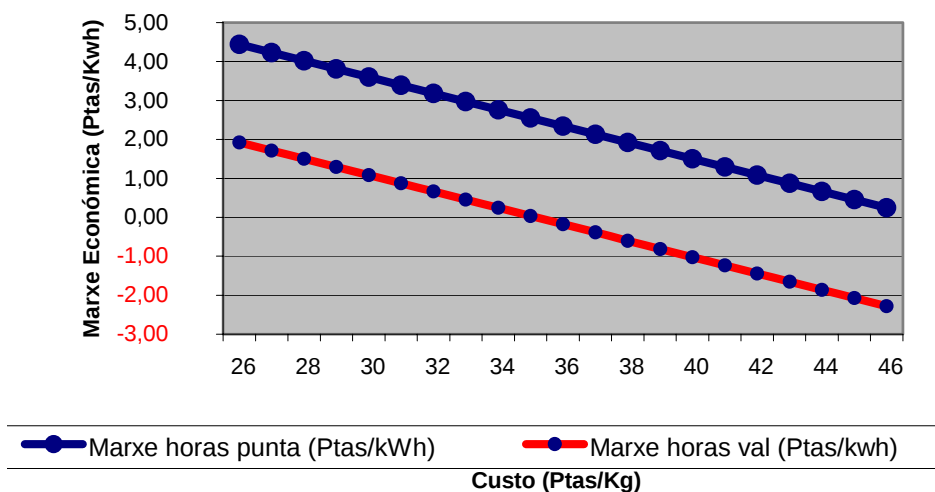


Fuelóleo

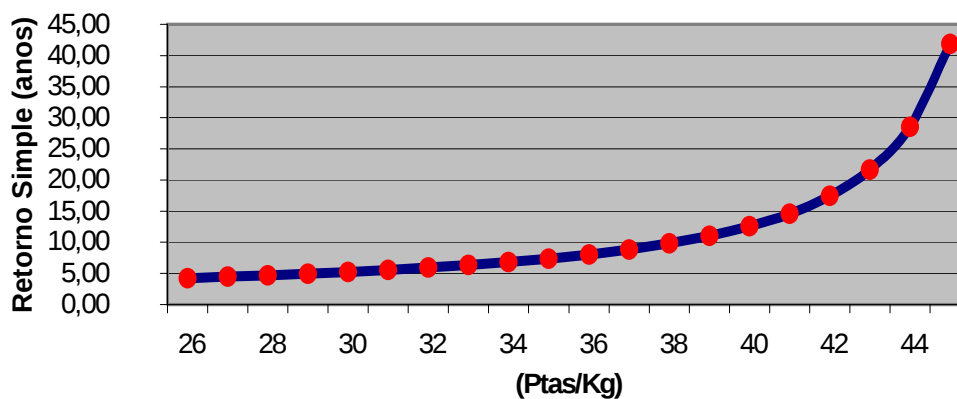
- Investimento específico: 110.000 Ptas/kW instalado.
- Consumo de combustible: 0,21 gr/kwh xerado.
- Custo de mantemento: 2 Ptas./kW xerado.

Prezo (Ptas/kg)	Custo xeración e mantemento (Ptas/kWh)	Marxe horas punta (Ptas/kWh)	Marxe horas val (Ptas/kwh)	Período de retorno simple en horas punta
26	7,21	4,44	1,92	4,24
27	7,42	4,23	1,71	4,45
28	7,63	4,02	1,50	4,69
29	7,84	3,81	1,29	4,94
30	8,05	3,60	1,08	5,23
31	8,26	3,39	0,87	5,56
32	8,47	3,18	0,66	5,92
33	8,68	2,97	0,45	6,34
34	8,89	2,76	0,24	6,82
35	9,1	2,55	0,03	7,39
36	9,31	2,34	-0,18	8,05
37	9,52	2,13	-0,39	8,84
38	9,73	1,92	-0,60	9,81
39	9,94	1,71	-0,81	11,01
40	10,15	1,50	-1,02	12,56
41	10,36	1,29	-1,23	14,60
42	10,57	1,08	-1,44	17,44
43	10,78	0,87	-1,65	21,65
44	10,99	0,66	-1,86	28,54
45	11,2	0,45	-2,07	41,86

Marxe económica por kWh xerada por coxeración segundo o prezo do Fuel (Ptas/kg)



Período de retorno simple das plantas de coxeración segundo o prezo do Fuel (Ptas/kg)

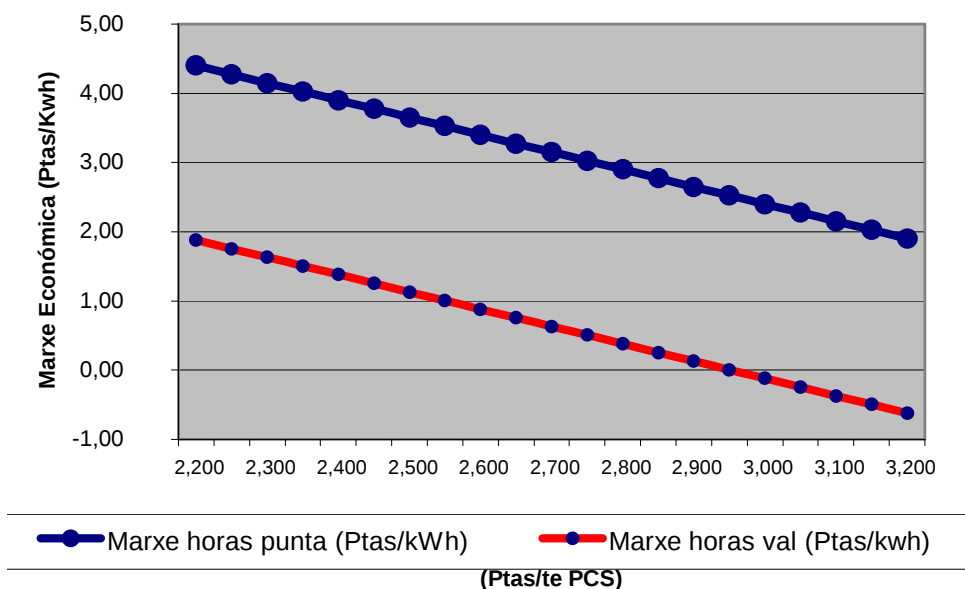


Gas natural

- Investimento específico: 100.000 Ptas/kW instalado.
- Consumo de combustible: 2,5 te PCS/kwh xerado.
- Custo de mantemento: 1,75 Ptas/kW xerado.

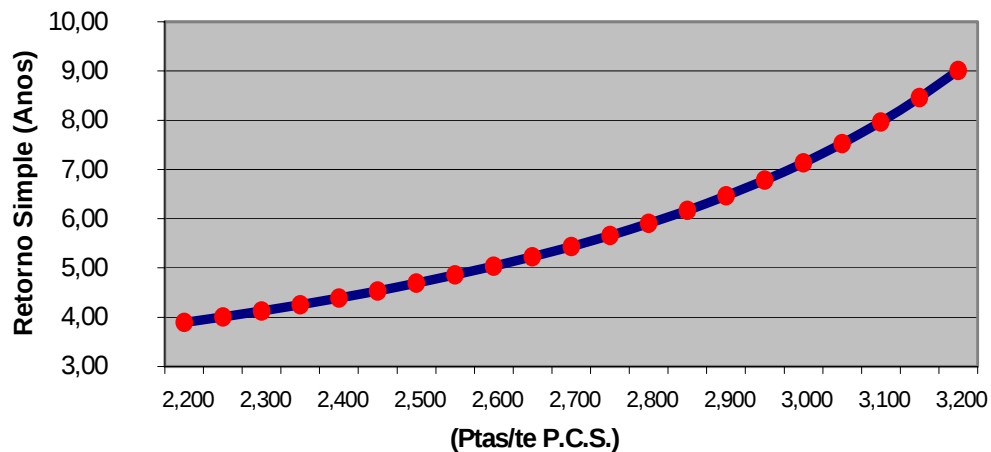
Prezo (Ptas/te PCS)	Custo xeración e mantemento (Ptas/kWh)	Marxe horas punta (Ptas/kWh)	Marxe horas val (Ptas/kwh)	Período de retorno simple en horas punta
2,200	7	4,40	1,88	3,89
2,250	7,375	4,28	1,76	4,01
2,300	7,5	4,15	1,63	4,13
2,350	7,625	4,03	1,51	4,25
2,400	7,75	3,90	1,38	4,39
2,450	7,875	3,78	1,26	4,54
2,500	8	3,65	1,13	4,69
2,550	8,125	3,53	1,01	4,86
2,600	8,25	3,40	0,88	5,04
2,650	8,375	3,28	0,76	5,23
2,700	8,5	3,15	0,63	5,44
2,750	8,625	3,03	0,51	5,66
2,800	8,75	2,90	0,38	5,90
2,850	8,875	2,78	0,26	6,17
2,900	9	2,65	0,13	6,46
2,950	9,125	2,53	0,01	6,78
3,000	9,25	2,40	-0,12	7,13
3,050	9,375	2,28	-0,24	7,53
3,100	9,5	2,15	-0,37	7,96
3,150	9,625	2,03	-0,49	8,46
3,200	9,75	1,90	-0,62	9,01

**Marxe económica por kWh xerada por coxeración
segundo o prezo do Gas (Ptas/te PCS)**



Por tanto, o período de retorno simple (en anos) das plantas de coxeración que traballan con gas natural será:

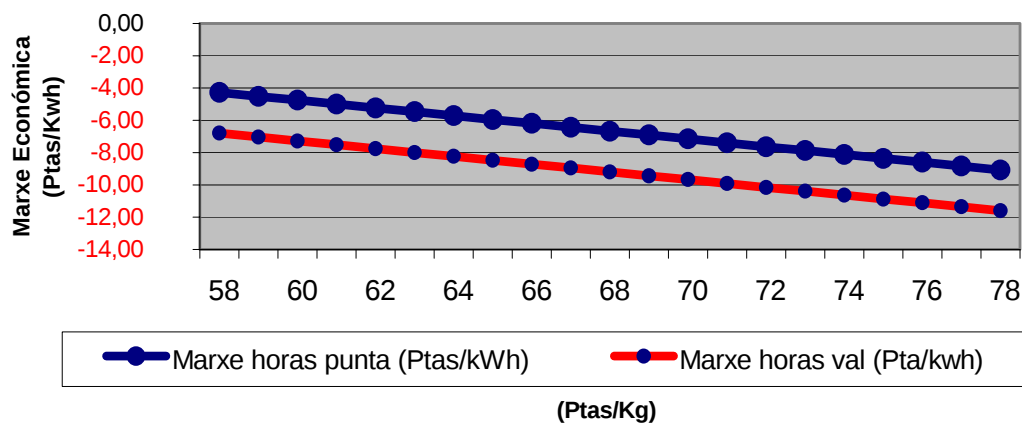
Período de retorno simple das plantas de coxeración segundo o prezo do Gas (Ptas / te PCS)



Propano

- Investimento específico: 105.000 Ptas./kW instalado.
- Consumo de combustible: 0,24 gr/kwh xerado.
- Custo de mantemento: 2 Ptas./kW xerado.

Marxe económica por kWh xerada por coxeración segundo o prezo do Propano (Ptas/kg)



F) Conclusións

1.- Gasóleo: as plantas de coxeración con este combustible só son rendibles con prezos inferiores a 32 Ptas/litro (entendendo como rendible un investimento cun período de retorno simple inferior a 10 anos, o cal é algo totalmente subxectivo). Na actualidade (marzo de 2000), o prezo do gasóleo para coxeración é de 42 Ptas/litro, o que o fai absolutamente desaconsellable como combustible para estes fins.

2.- Fuelóleo: as plantas de coxeración con este combustible son rendibles con prezos inferiores a 38 Ptas/kg (período de retorno simple inferior a 10 anos). Na actualidade, o prezo do fuelóleo para coxeración é de 33 Ptas/litro, o que fai que polo momento sigan sendo rendibles as plantas deste tipo. Polo outro lado, a utilización deste combustible está en claro retroceso debido á súa alta contaminación.

3.- Gas natural: o prezo máximo de rendibilidade de plantas de coxeración con este combustible é de 3,2 PCS (período de retorno simple inferior a 10 anos). Na actualidade, o seu prezo é de 3,2, o que as sitúa no límite máximo.

A diferenza do fuelóleo, a súa utilización está en claro avance debido ó seu fácil transporte, baixa contaminación, simplicidade das instalacións, eliminación de depósitos de almacenamento (maior seguridade), etc. ...

Por outra banda, prevese unha redución a curto prazo dos prezos debido á liberalización e á construción da futura planta de regasificación de Galicia.

4.- Propano: este combustible quedou practicamente en desuso como consecuencia do seu prezo elevado (eliminación da exención fiscal que tiña no pasado). Na actualidade, o prezo do propano é dunhas 73 Ptas/kg, o que se traduce nunha marxe negativa, incluso funcionando só en horas punta.

G) Perspectivas de futuro na coxeración

O principal problema ó que deben enfrontarse na actualidade as instalacións de coxeración é a nula ou baixa rendibilidade de moitas plantas como consecuencia da baixada dos prezos de venda da electricidade cedida á rede e á forte suba dos prezos dos combustibles, especialmente as acollidas ó R.D. 2818/1998 e ó R.D. 2366/1994 con potencias superiores a 15 MW, que estean no seu quinto ano de funcionamento.

Esta tendencia alcista de prezos dificulta que se poidan acadar os obxectivos previstos pola Unión Europea; que consisten en duplicar a xeración eléctrica bruta mediante coxeración desde o 9% de 1994 ata un 18% no 2010.

Para conseguilo, será necesario garantir, que a variación dos prezos dos carburantes, teñan maior influencia no prezo de venda da enerxía eléctrica xerada cá que teñen na actualidade, pois os prezos actuais poden supoñer un freo para os futuros investimentos necesarios para acometer este tipo de proxectos.

A pesar das medidas liberalizadoras introducidas no sector dos carburantes, chama a atención as subas continuas dos mesmos, que coinciden na contía, o espazo e o tempo. Para solucionalo, débense resolver os defectos de competencia que existen no mercado de hidrocarburos e completar a regulación do sector, sendo necesario velar por unha verdadeira liberalización, polo que o Tribunal de Defensa da Competencia debe articular misións de vixilancia ós distintos intervinientes.

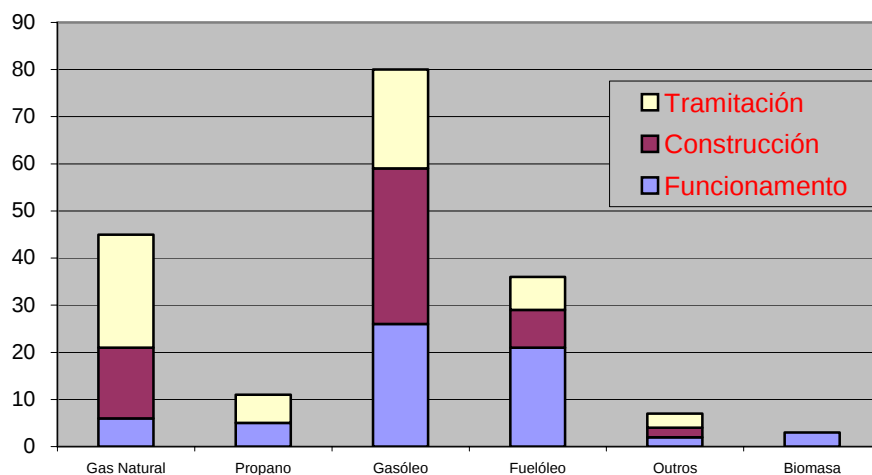
A coxeración ten futuro, sempre e cando se constrúan plantas en sectores específicos e con rendementos globais elevados, co que a dependencia do prezo do combustible será menor.

A continuación móstrase a evolución esperada no desenvolvemento da coxeración, no que se refire ó número de plantas e potencia por tipo de combustible.

Estes datos indicannos que a potencia instalada poderá chegar a un máximo duns 1.000 MW no curto ou medio prazo, aínda que é preciso dicir que algunhas das centrais en fase de tramitación poderán non realizarse, polo momento, debido ós prezos actuais dos combustibles (caso do propano e do gasóleo).

Número de centrais de coxeración en Galicia				
Combustible	Funcionamento	Construcción	Tramitación	TOTAL
- Gas Natural	6	15	24	45
- Propano	5	0	6	11
- Gasóleo	26	33	21	80
- Fuelóleo	22	8	7	36
- Outros	2	2	3	7
- Biomasa	3	0	0	3
TOTAL	64	58	61	182

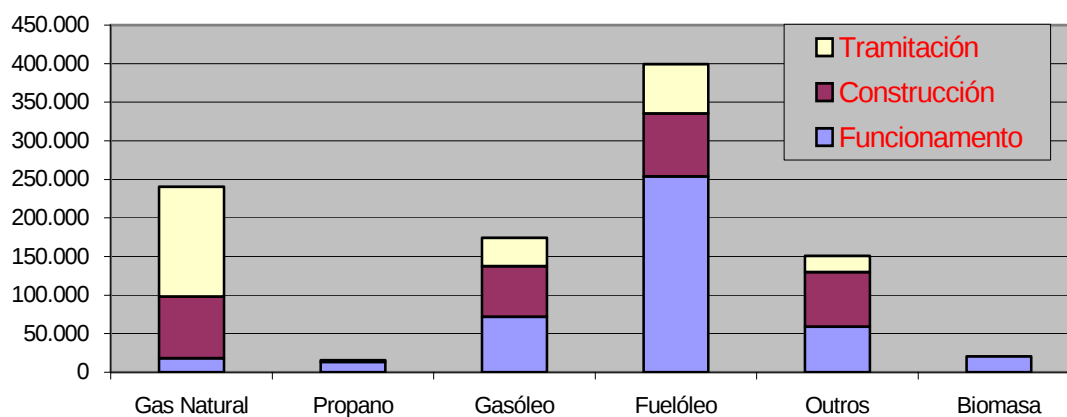
Evolución do número de centrais de coxeración en Galicia



Potencia instalada de coxeración en Galicia (kW)

Combustible	Funcionamento	Construcción	Tramitación	TOTAL
- Gas Natural	18.403	79.684	142.541	240.628
- Propano	13.250	0	2.420	15.670
- Gasóleo	71.972	65.674	36.553	174.199
- Fuelóleo	254.098	81.254	63.978	399.330
- Outros	59.038	71.000	20.975	151.013
- Biomasa	20.611	0	0	20.611
TOTAL	437.372	297.612	266.467	1.001.451

Evolución da potencia de coxeración en Galicia



6.1.3. Novas tecnoloxías: Pilas de combustible

O desenvolvemento de novas tecnoloxías é fundamental para conseguir o menor impacto ambiental da coxeración.

Neste senso estase a traballar e xa operan algunhas pequenas plantas de coxeración baseadas na aplicación de “pilas de combustible”, cun fundamento que é o seguinte: trátase de equipos que converten directamente a enerxía liberada nun proceso electroquímico en enerxía eléctrica. Non son, por tanto, máquinas térmicas, aínda que como subproduto da reacción hai un desprendemento de calor.

O combustible das celas é o hidróxeno e como non se atopa na natureza en estado puro, prodúcese a partir doutras substancias que o teñan na súa composición.

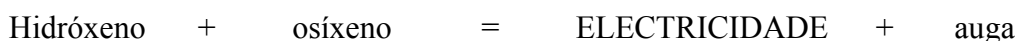
Canto maior sexa o contido en hidróxeno, maior será o potencial do combustible. Por isto, o gas natural é o máis axeitado para o funcionamento das pilas de combustible.

O aforro enerxético obtido coas pilas de combustible derivado da súa alta eficiencia, xunto co pequeno impacto ambiental que producen, fai que estes equipos sexan axeitados para conseguir os obxectivos de calquera política enerxética: aforro, diversificación e uso racional da enerxía.

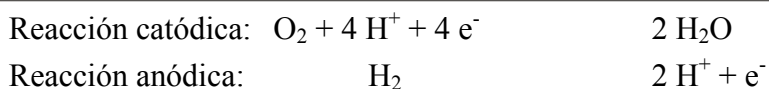
A súa contrución modular, a ausencia de ruídos e vibracións durante o seu funcionamento, unido á súa alta eficiencia independente da carga, fai que estes equipos sexan moi versátiles en canto á aplicación á que se destinan: produción de electricidade ou transporte.

Existen diferentes tipos de tecnoloxías: polímero sólido, alcalinas, ácido fosfórico, carbonatos fundidos e óxido sólido. As dúas primeiras requiren unha alimentación purísima de hidróxeno e só teñen aplicación na industria aeroespacial ou militar. As dúas últimas están en fase de desenvolvemento, polo que o sistema de ácido fosfórico é o único que actualmente está comercializado.

O principio do funcionamento destes sistemas baséase na reacción química seguinte:



As reaccións químicas que marcan este proceso son, por iso:



As vantaxes e inconvenientes deste tipo de sistemas resúmense no cadro seguinte:

Vantaxes	Inconvenientes
Alta eficiencia eléctrica	Tecnoloxía en desenvolvemento
Eficiencia pouco dependiente da carga	Sensible ós contaminantes
Deseño modular	Alto custo
Admisión de diversos combustibles	
Dimensións reducidas	
Baixa contaminación	
Baixo nivel de ruído	
Colocación no lugar de utilización	

6.1.4. Renovables, R.S.U. e outros residuos susceptibles de aproveitamento enerxético

Denomínanse enerxías renovables ou alternativas aquelas enerxías que se renovan ou se recuperan de maneira cíclica nunha escala temporal de curto prazo.

Galicia é unha rexión especialmente afortunada no que a recursos de enerxías renovables se refire. Nestes momentos Galicia é a Comunidade con maior potencia eólica instalada e con maior potencial de instalación a medio prazo.

Na seguinte táboa podemos observar a composición da potencia instalada en renovables e a produción eléctrica por tipo de xeración en Galicia durante os anos 1998 e finais de 1999.

TIPO DE XERACIÓN	1998		1999	
	POTENCIA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN ELECTRICA (Ktep)	POTENCIA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN ELECTRICA (Ktep)
HIDRÁULICA	2.759	635	2.759	526
MINIHIDRAÚLICA	115	35	115	32
EÓLICA	257	30	487	64
BIOMASA	40	7	40	8
FOTOVOLTAICA	0,053	---	0,053	---
TOTAL	3.171	707	3.401	630

Débase resaltar que a explotación comercial das enerxías renovables sufriu un grande impulso durante os últimos anos debido á resolución dos problemas tecnolóxicos, que en épocas anteriores significaron unha limitación á súa implantación e desenvolvemento.

Este desenvolvemento ten na actualidade unha influencia positiva no progreso da economía local, pois aproveita recursos naturais endóxeos cunha elevada participación de recursos empresariais e humanos.

As enerxías renovables permiten a súa utilización in-situ e evitan en moitas ocasións a construción de grandiosas infraestruturas de transporte e distribución. Ademais son flexibles, o que permite a súa transformación en enerxía eléctrica e interconexión co sistema público de distribución.

Como xa se indicou no capítulo 2 do presente libro, a Directiva do Parlamento Europeo e do Consello relativa á “promoción de electricidade xerada a partir de fontes de enerxía renovables no mercado interior da electricidade” fixa para España un obxectivo de contribución do 29,4% de electricidade xerada a partir de fontes de enerxía renovables para consumo bruto de electricidade no ano 2010. Dada a importancia e presenza que ten actualmente en Galicia este tipo de enerxías, entre as que destaca o maior protagonismo da enerxía eólica, considérase conveniente dedicar o capítulo 8 do presente libro a estudar con maior detalle as enerxías renovables en Galicia, incidindo en aspectos como: normativa, lexislación, respecto ó ambiente, desenvolvemento tecnolóxico, impacto socio-económico, perspectivas de futuro, etc.

6.2. Transporte de enerxía eléctrica

Antes de entrarmos en materia, é conveniente definir algúns conceptos que axuden a comprender mellor a distribución da enerxía eléctrica en Galicia:

- A Rede de Transporte está composta por liñas polas que circula a corrente eléctrica ás tensións de 400 ou 220 kV. Estas liñas conectan os centros de produción con grandes centros alimentadores situados en puntos estratéxicos da

xeografía galega. Son as encargadas de asegurar a subministración ás redes de Reparto e Distribución.

- A Rede de Reparto, leva a enerxía a tensións de 66 kV e incluso a 132 kV é a encargada de aproximar a enerxía desde os centros alimentadores ata as redes de Distribución.
- A Rede de Distribución, constituída por liñas de Media Tensión a 20 ou 15 kV, é a encargada de conectar as subestacións de distribución con outras de menor rango ou con transformadores locais.
- A Rede de Baixa Tensión, que vai desde os centros de transformación ós puntos de consumo está constituída por liñas que distribúen a enerxía a 380/220 voltios.
- As Subestacións de distribución, están constituídas por un grupo de potentes transformadores que reducen a tensión desde un escalón a outro inferior. Estas reducións prodúcense en xeral de 400, 220 ou 132 kV a 66 ou 20 kV ou ben de 66 a 20 kV.
- Os centros de transformación están constituídos por transformadores xeralmente individuais que reducen a tensión desde 15 ou 20 kV a 380/220 voltios. Deles parten as liñas que conducen ós puntos de consumo.
- Telecontrol, é un conxunto de equipos informáticos de visualización da rede e localización de puntos concretos da mesma e equipos que permiten operar á dita rede desde centros provinciais.

A xeración de enerxía eléctrica en Galicia ascendeu en 1998 a 2.112 ktep, sendo as importacións durante ese mesmo ano 80 ktep. Estimando unhas perdas en transporte de enerxía de 42 ktep, quedaron dispoñibles para consumo 2.070 ktep, das cales 870 ktep exportáronse a outras Comunidades, quedando os 1.200 restantes para consumo interno.

Os ditos datos dános unha idea clara da importancia que ten para Galicia o poder dispoñer dunhas redes que permitan a correcta evacuación (transporte) da enerxía xerada cara a outras rexións de España e a distribución (reparto) de maneira que asegure a subministración de enerxía eléctrica en todo o territorio galego en cantidade e calidade.

A adición de 3.000 MW de xeración eólica, xuntos cos ciclos combinados e coxeración, suporá un incremento no nivel de xeración do 34% polo que para poder garantir a estabilidade e bo funcionamento do sistema, faise necesario afrontar un reforzo da capacidade da rede eléctrica actual que permita a absorción desta xeración adicional.

Polo tanto, é necesario dotar á rede dos correspondentes puntos de interconexión eléctrica xerada tanto polos parques eólicos como polas coxeracións e outros sistemas de produción.

En calquera caso, a potencia eléctrica xerada será finalmente recibida pola rede central de transporte de 400 kV para a súa evacuación ás áreas de consumo, polo que é necesario realizar unha formulación global da infraestrutura da rede de transporte que permita mellorar a nosa capacidade de evacuación de enerxía producida, en detrimento de formulacións particulares para solucionar problemas locais de interconexión.

A Lei 54/1997 do sector eléctrico supuxo importantes cambios no transporte da enerxía eléctrica, xa que con ela, se liberalizou o transporte e distribución, a través da xeración do acceso a terceiros ás redes, de maneira que a eficiencia económica que se deriva da existencia dunha única rede é posta a disposición dos diferentes suxeitos do sistema eléctrico e dos consumidores. O Decreto 2819/1998 regula as actividades de transporte e desenvolvemento do réxime retributivo aplicable ás mesmas, evitándose así o posible abuso das posicións de dominio determinadas pola existencia dunha única rede.

A rede de transporte, está composta polo conxunto de liñas, transformadores e aparellos de tensión igual ou superior a 220 kV, que garanta ós produtores e consumidores o seu acceso ó mercado, con independencia da súa situación xeográfica dentro do territorio peninsular. A súa topografía é en forma de rede e a súa xestión vén determinada por dous grandes condicionantes.

1. Estabilidade da rede e calidade do servizo, intentando evitar saturacións do sistema, debido a xeración moi superior á demanda e a capacidade de transporte, co propósito de ofrecer a maior continuidade do servizo posible.
2. Optimización do reparto de cargas desde un punto de vista económico, aproveitando en cada momento as opcións de xeración máis vantaxosas.

As dificultades para lograr ambos obxectivos aparecen debido a que a demanda de enerxía eléctrica non é constante no tempo, senón que evoluciona con ciclos de periodicidade diaria, semanal, estacional.... ós que hai que superpoñer puntas de demanda, conexión e desconexión de grandes cosumidores, interrupción no servicio de determinadas liñas....

Todas estas variacións dan lugar á necesidade de dispoñer dunha rede suficientemente mallada, que permita compensar instantaneamente as variacións da demanda coas correspondentes variacións de xeración, de forma que se eviten saturacións do sistema ou partes do mesmo, e sen que a caída accidental dunha liña provoque un colapso a grande escala do sistema.

6.2.1. Rede de transporte galega

En Galicia a rede de transporte está constituída fundamentalmente por unha malla de 400 kV á que completan liñas de 220 kV, existindo ó tempo conexións entre estas e a Rede de Distribución.

Nos planos nº 1 e 2, obsérvase a infraestrutura de transporte e distribución. A rede de transporte de 400 kV baséase principalmente en dúas liñas que permiten a conexión cos sistemas de Castela e León. A primeira delas une a Central Térmica das Pontes coa de Compostilla e con Montearenas. Polo Sur descorre outra L.A.T. desde Cartelle pasando por Trives ata Lomba. Ambas liñas están interconectadas mediante unha L.A.T. de 400 kV, As Pontes-Mesón do Vento-Cartelle, o que permite manter a circulación de potencia no caso de desconexión intempestiva dunha delas, sen producir graves alteracións de funcionamento na xeración nin deterioro na calidade do produto que se entrega na distribución.

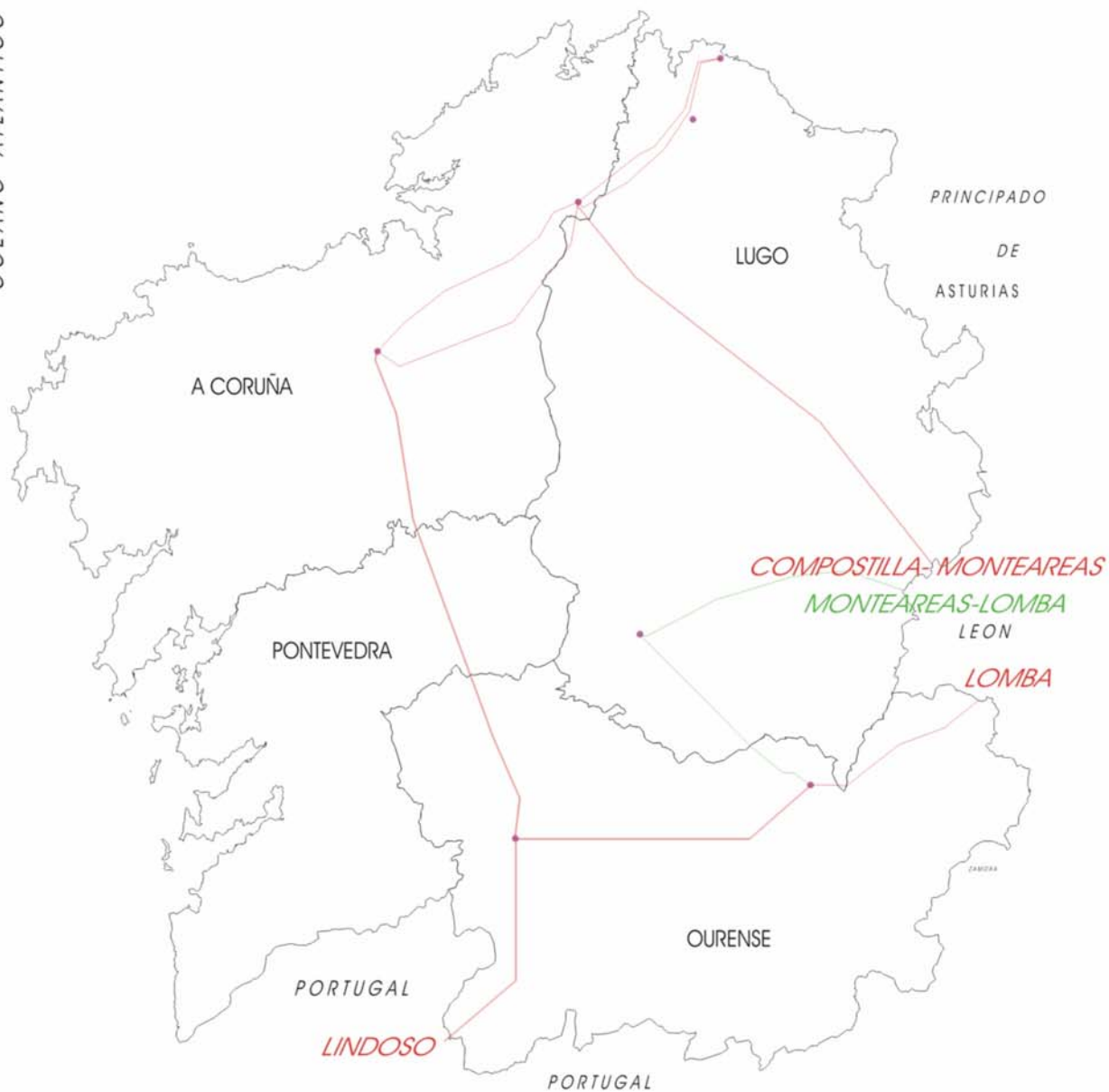
Ademais, habería que considerar a conexión existente con Portugal mediante a liña Cartella-Lindoso, a cal permite o intercambio de enerxía transnacionais.

Na actualidade a conexión con Asturias realízase mediante a Rede de Distribución de 132 kV, o cal limita os intercambios de enerxía con esta Comunidade.

A Rede de 400 kV complétase con liñas de 220 kV propiedade na súa maior parte da Red Eléctrica e de Unión Eléctrica Fenosa.

OCEANO ATLANTICO

MAR CANTABRICO



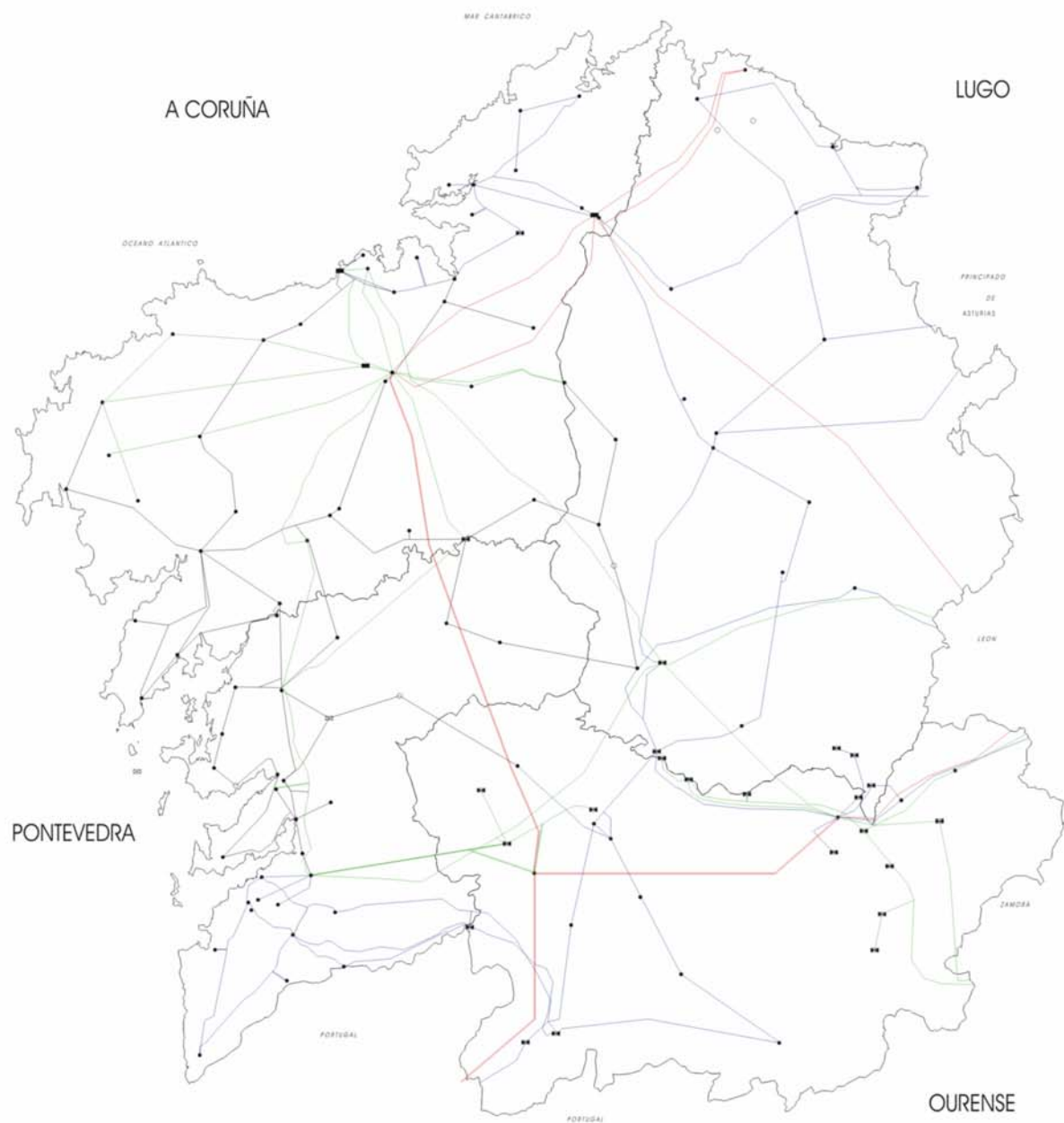
TITULO PLANO:

LEDA:

— LIÑA DE 400 KV

— LIÑA DE 220 KV

 **inega**
INSTITUTO
ENERGETICO DE GALICIA



SUBESTACIONES		TENSIONES				CIRCUITOS	
		400 kV	220 kV	132 kV	66 kV	PROVINCIA	RAZONADO
●	SUBESTACION EXISTENTE					1	1
○	SUBESTACION PROGRAMADA					2	1
■	SUBESTACION TERMICA					2	2
▲	SUBESTACION HIDRAULICAS						
◻	SUBESTACION HIDRAULICAS PROGRAMADA						

TITULO PLANO:	 INSTITUTO ENERGÉTICO DE GALICIA
---------------	---

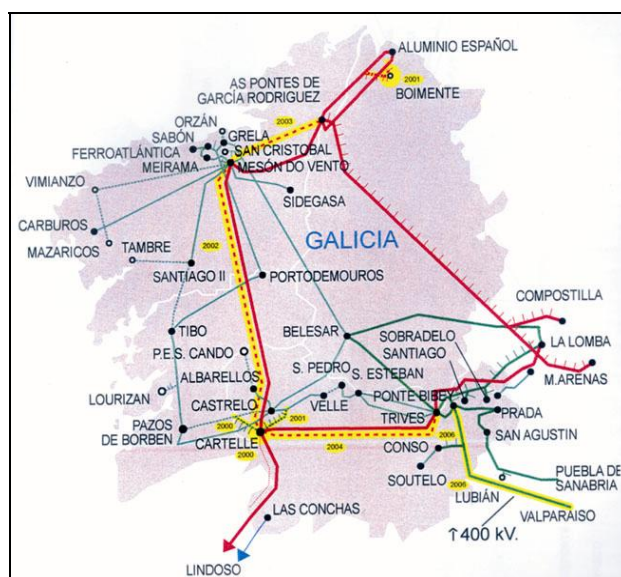
6.2.2. Desenvolvemento da rede de transporte galega

Desde o ano 1995 a Xunta de Galicia emprende accións encamiñadas a coordinar e facilitar o desenvolvemento de infraestruturas de transporte e distribución de Galicia, debido ó previsible incremento da xeración eléctrica, asociada fundamentalmente á entrada en funcionamento de parques eólicos. En xullo de 1997 Red Eléctrica de España, Unión Eléctrica Fenosa e Electra do Viesgo estableceron un acordo coa Administración para o desenvolvemento da Rede de Transporte da nosa Comunidade. Neste acordo consideráronse dúas fases operativas que supoñerían o desenvolvemento de infraestruturas para interconectar 1.600 MW no período 1997-2001.

En decembro de 1999 realizouse unha revisión debido á modificación do escenario de xeración e consumo da nosa Comunidade, considerando que o desenvolvemento de infraestruturas previstos para o período 2001-2005 permitiría interconectar 2.770 MW.

Ante a entrada en funcionamento dos Ciclos Combinados das Pontes e Sabón nos anos 2005 e 2006 deberanse abordar reforzos da rede de transporte que permitan interconectar unha potencia adicional de 1600 MW.

Na seguinte figura reflíctese o desenvolvemento de infraestruturas previsto por Red Eléctrica de España, no que se resalta mediante trazo amarelo as infraestruturas que se desenvolverían no período 2000-2006.



- 400 kV
- 220 kV
- Novas infraestruturas

Desenvolvemento de infraestructuras	Data prevista de posta en servicio
L.A.T. Cartelle – Liña Pazos-Castrolo 220 kV	2000
L.A.T. Cartelle – Liña Castrolo-Velle 220 kV	2001
Entrada en servicio da Subestación de Boimente	2001
Segundo Circuito L.A.T. Mesón-Cartelle 400 kV	2002
L.A.T. As Pontes- Mesón do Vento de 400 kV	2003
Segundo Circuito L.A.T. Cartelle- Trives 400 kV	2004
Conversión da L.A.T. Trives-Tordesillas de 220 a 400 kV	2006

6.3. Subministración e distribución de enerxía eléctrica

6.3.1. Situación actual

A distribución de enerxía eléctrica en Galicia é custosa como consecuencia dos condicionantes orográficos, climatolóxicos e de dispersión de poboación. A todo isto ademais hai que engadir o feito de que moitas zonas presentan un consumo moi baixo e precísanse fortes investimentos en infraestructuras eléctricas.

En 1990, o índice de calidade da subministración eléctrica máis utilizado, o Tempo de Interrupción Equivalente á Potencia Instalada (TIEPI) era en Galicia de máis de 13 horas/ano, duplicando a media nacional.

Ese mesmo ano, a Xunta de Galicia e as empresas eléctricas deseñaron e executaron o denominado Plan de Mellora Eléctrica de Galicia (Plan Mega) que englobaba un programa de accións conxuntas e coordinadas coas que se pretendía mellorar a distribución de enerxía eléctrica de Galicia, especialmente das zonas rurais que, polas súas características xeográficas, resultaba de gran complexidade.

Na seguinte táboa, indícanse as previsións iniciais e o grao de cumprimento.

	PREVISIÓN INICIAL	EXECUCIÓN FINAL	GRAO DE CUMPRIMENTO (%)
INVESTIMENTO	67.000 Mpts.	67.400 Mpts.	
PRAZO	1991-1994	1991-1997	
	800 Km. A.T.	620 Km A.T.	77
	10.500 Km M.T. e B.T.	9.700 Km M.T. e B.T.	92
INSTALACIÓNS	40 subestación	38 subestacións	95
	3.100 C.T.	3.200 C.T.	103
	4.500 elementos control	4.000 elementos control.	88
TIEPI	4 horas/ano	4 horas/ano	

- A.T. = Alta Tensión
- C.T. = Centros de Transformación
- B.T. = Baixa Tensión

A sinatura en decembro de 1996 do Protocolo Eléctrico supuxo o comezo dun cambio radical no sistema eléctrico español. En concreto, na actividade da distribución pactáronse tres grandes temas que afectan ó desenvolvemento dos novos plans de electrificación:

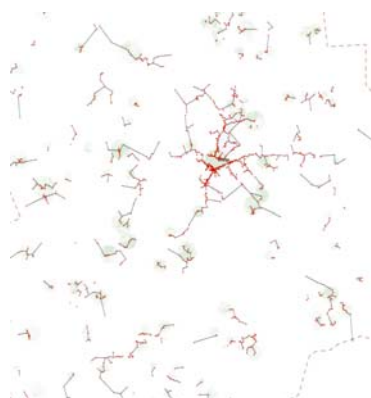
- Cambio do modelo de retribución a distribución, pasando dun enfoque único para toda España a outro que teña en conta as peculiaridades de cada zona de distribución.
- Incrementar en 25.000 millóns de ptas. a retribución da actividade de distribución.
- Disposición dunha partida anual de 10.000 millóns de pesetas na tarifa eléctrica para mellorar a calidade a través do recoñecemento extraordinario do sistema eléctrico.

Desde 1996 os Decretos de tarifas publicados recolleron a partida de 10.000 millones de pesetas anuais para “mellora da calidade” pactada no Protocolo, dos que Galicia recibiu 10.000 millóns de ptas. nos últimos tres anos. O Decreto de tarifas do ano 2000 non mantivo estas axudas, fundamentais para alcanzar os niveis de calidade esixidos.

A Lei 54/1997 do Sector Eléctrico, ratificou os acordos alcanzados e durante 1998 fóronse publicando diferentes regulamentos de desenvolvemento da mencionada Lei, un dos cales fai referencia específica ás actividades de Transporte e Distribución de enerxía eléctrica, describindo de forma xenérica a retribución e deixando a unha Orde Ministerial a concreción do mesmo.

A dita Orde xa foi publicada e permitirá ás empresas de distribución situadas en Galicia aumentar a remuneración da actividade, como consecuencia dos maiores custos que supón a distribución na nosa Comunidade.

A modo de referencia móstrase un exemplo típico de distribución de enerxía eléctrica nunha zona de Galicia (Arzúa – A Coruña) para a súa comparación con outra zona de España cun número similar de abonados (Almagro - Guadalaxara), e que demostra dun modo xeral as elevados investimentos que se precisan en infraestruturas eléctricas na nosa Comunidade, como consecuencia da dispersión da poboación.



Concello de Arzúa, na Coruña
(3.936 abonados)



Concello de Almagro, en Guadalaxara
(4.197 abonados)

6.3.2. Calidade de subministración eléctrica

A calidade da subministración eléctrica avalíase na actualidade en función da continuidade da subministración e a calidade da onda.

a) A continuidade da subministración

Nalgunhas zonas de Galicia, a calidade da subministración de enerxía eléctrica vese desfavorecida en situacións de inclemencias meteorolóxicas. A principal rede afectada é a de distribución (20.000 e 380 voltios) na que se producen o 95% das avarías. As causas máis comúns son:

- Dificultade de acceso a terreos de montaña.
- Nalgúns casos detéctanse problemas no mantemento de liñas en canto á limpeza e corte de árbores.

- Sensibilidade das instalacións ás sobretensións atmosféricas.
- Arrastre polo vento de ramas e cortiza de arboreda.
- Rotura de liñas cun elevado grao de avellentamento que supera o período de vida útil.

b) Calidade de onda

Neste apartado englobanse as deficiencias ocasionadas por variacións de tensión na subministración superiores ás admitidas no Artigo 65 do vixente “Regulamento de verificacións eléctricas e regularidade na subministración de enerxía”. Segundo o citado Regulamento, as empresas subministradoras están obrigadas a manter un nivel de tensión dentro duns límites máximos de variación do $\pm 7\%$ da nominal.

As deficiencias de subministración máis frecuentes teñen especial incidencia nas zonas montañosas do interior a causa das grandes distancias entre as subministracións, que induce redes de baixa tensión demasiado extensas.

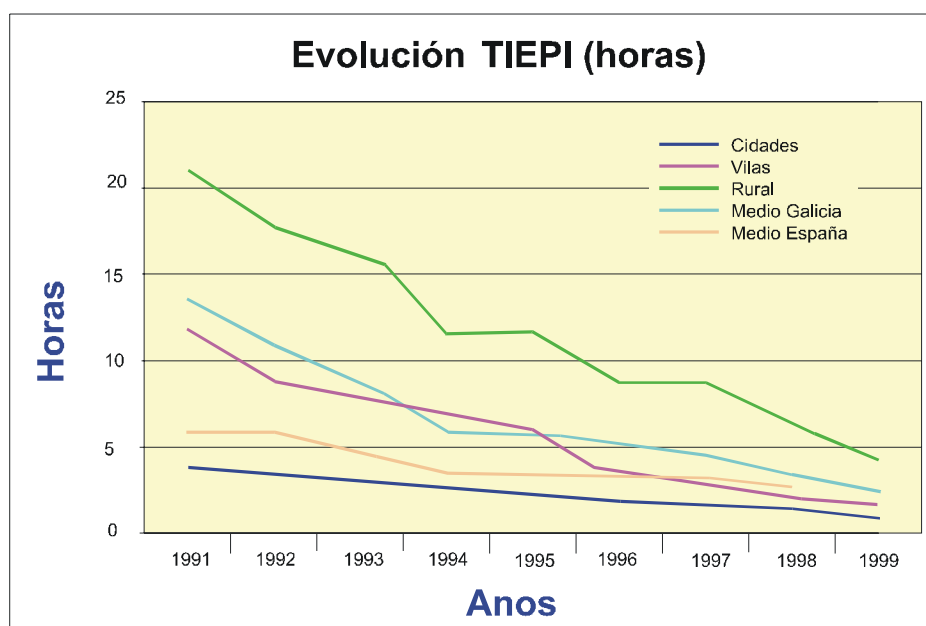
A nova normativa supoñerá un punto de inflexión para a calidade da distribución de enerxía eléctrica en Galicia, xa que contempla a posibilidade de reducións na facturación por mala calidade do servizo e a obriga de presentar plans de mellora da calidade naquelas zonas con subministración deficiente.

c) A calidade da subministración eléctrica en Galicia na actualidade

Como se indicou anteriormente, en 1990 o TIEPI era en Galicia de máis de 13 horas/ano, duplicando a media nacional, hoxe é inferior a 4 horas/ano. Gracias ó Plan MEGA alcanzáronse os niveis de calidade previstos no Plan Enerxético Nacional, o que supuxo reducir un 300% o valor TIEPI nunha década. Adxuntamos táboa comparativa con valores correspondentes a 1999:

	URBANAS	SEMI- URBANAS	RURALS
ESPAÑA	1,84	3,46	5,38
GALICIA	0,86	2,85	4,51

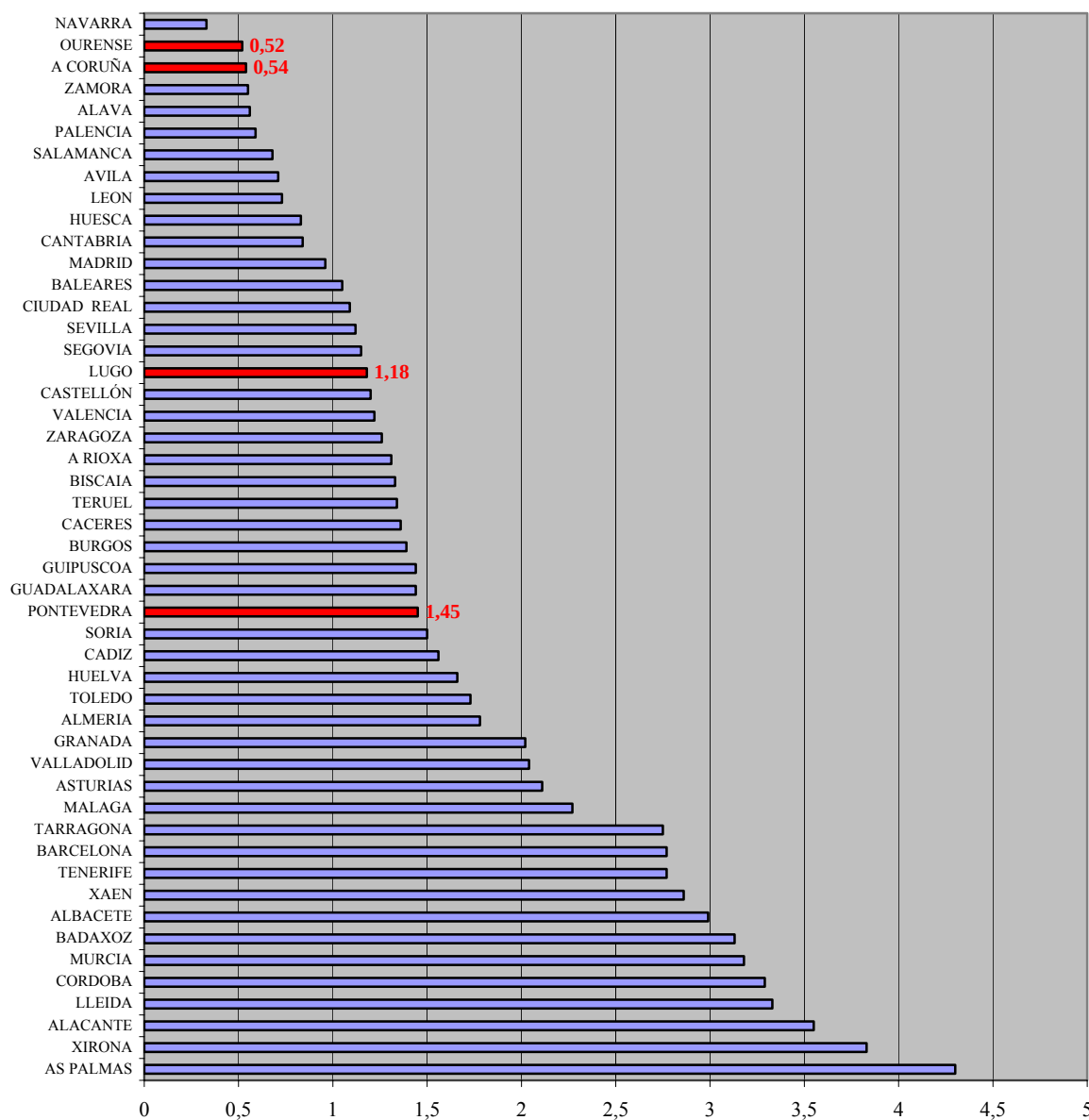
A continuación móstrase a evolución do TIEPI en Galicia durante o período 1991-1999 e a súa comparación cos valores medios nacionais do mesmo período.



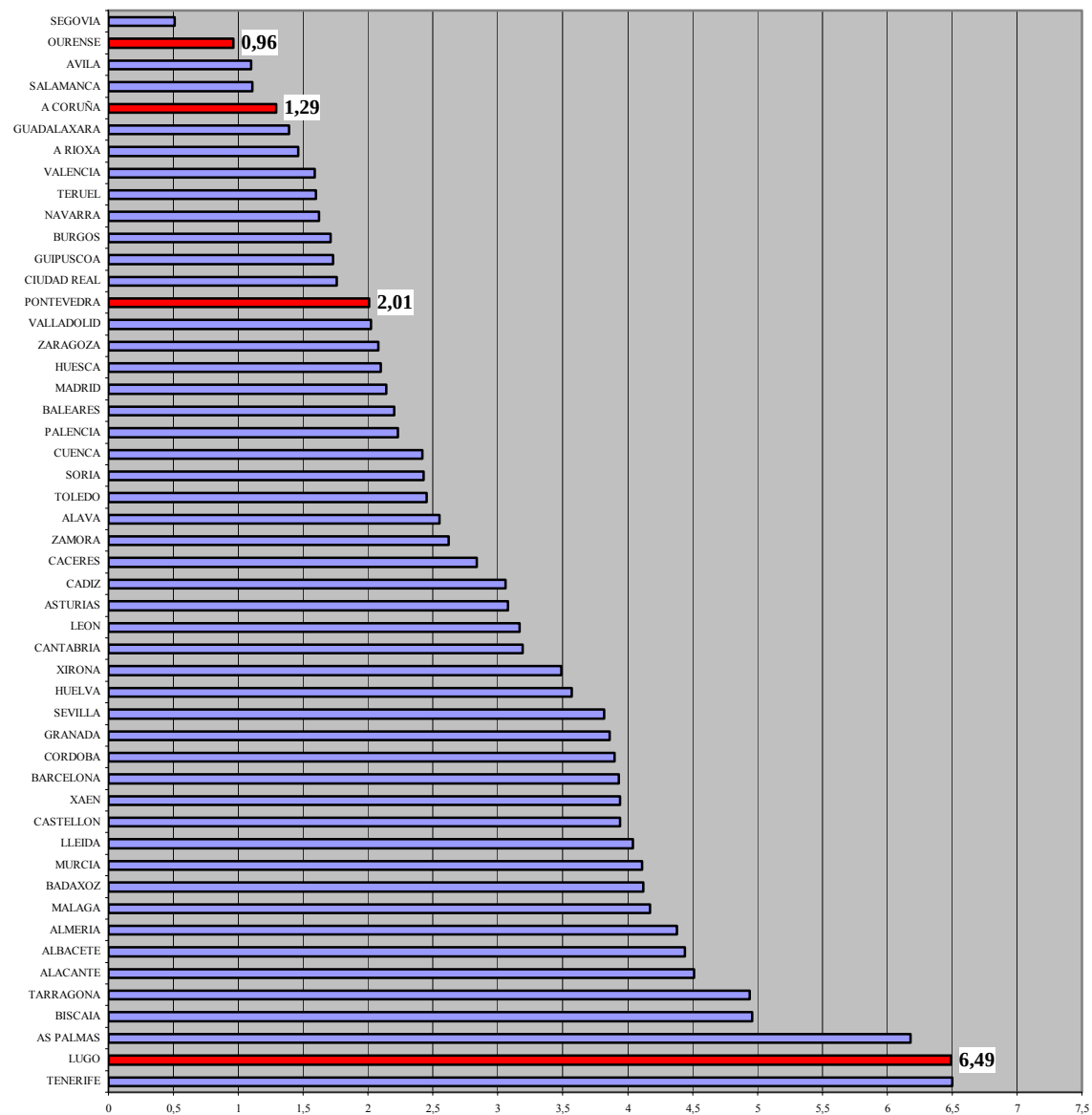
Sen embargo, seguen existindo zonas como: O Morrazo, Val Miñor, Costa da Morte, Mariña Lucense, O Caurel, Os Ancares, A Fonsagrada, O Bolo, Muíños, Cartelle, etc. que sempre tiveron un servizo deficiente, a pesar dos fortes investimentos realizados en infraestruturas e que presentan valores de TIEPI moi por riba da media nacional e para as que se fai prioritario levar a cabo plans de actuacións inmediatas.

A continuación acompañanse gráficas cos valores de TIEPI (urbano, semiurbano e rural) de todas as provincias de España, destacando en cor vermella os valores correspondentes ás provincias galegas.

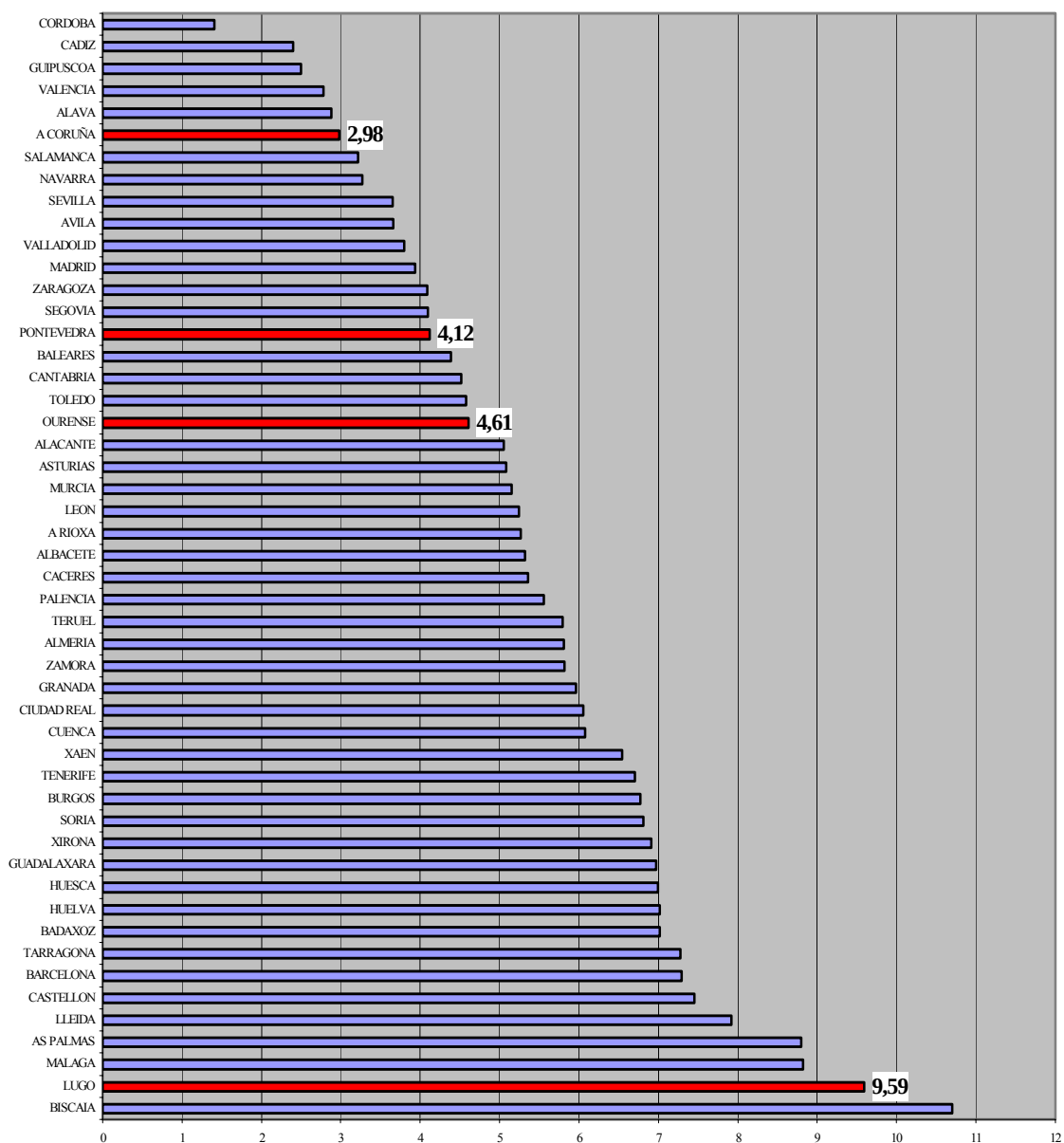
TIEPI URBANO EN HORAS POR PROVINCIAS. AÑO 1999



TIEPI SEMIURBANO EN HORAS POR PROVINCIAS. AÑO 1999



TIEPI RURAL EN HORAS POR PROVINCIAS. AÑO 1999



6.3.3. Novo escenario da distribución e comercialización da enerxía eléctrica

A distribución e a subministración da enerxía eléctrica en Galicia ós usuarios realízana, Unión Eléctrica Fenosa, S.A. Vegasa e as pequenas distribuidoras asociadas (con algunha excepción) en Apyde.

- Unión Eléctrica Fenosa, S.A., é a empresa que ten maior presenza na distribución eléctrica en Galicia. En 1998 contaba con 1.205.000 clientes e facturou 12.311 GWh.
- Barras Eléctricas Galaico Asturiana, S.A., o seu ámbito territorial de distribución límitase ó norte da provincia de Lugo. En 1998 contaba con 135.000 clientes e facturou 625 GWh.
- Asociación de Productores e Distribuidores de Enerxía Eléctrica (Apyde): engloba as pequenas distribuidoras que aínda existen en Galicia, herdeiras das primeiras centrais hidroeléctricas que subministraban electricidade ós habitantes do rural e pequenos núcleos urbanos. Pertencen a esta asociación 27 empresas repartidas por toda Galicia que distribúen electricidade nuns 75 municipios. Contan na actualidade con 78.200 abonados e subministraron a pasado ano 218 GWh.

Sen embargo a partir da entrada en vigor da Lei 54/1997, os subsectores eléctricos tradicionais, xeración, transporte e distribución, subordinados a prestacións dun servizo público e sometidos a planificación estatal baixo un réxime regulado, pasaron a un réxime de libre competencia.

Desde o punto de vista regulamentario a nova Lei do Sector Eléctrico supuxo para os consumidores unha transformación fundamental das condicións e regras de funcionamento, entre as que se pode destacar:

- a) Liberdade progresiva dos consumidores para elixir o subministrador que desexen e acordar con el as condicións e prezos do kWh.
- b) Liberdade da comercialización da electricidade.
- c) Liberdade de acceso de terceiros a rede de transporte e distribución.

Adquiren, polo tanto, especial transcendencia económica a liberalización de parte do mercado a traves da introducción dos consumidores cualificados, o establecemento de peaxes pola utilización da rede e a adquisición de enerxía no mercado libre.

A subministración de enerxía eléctrica será regulada polas correspondentes empresas distribuidoras cando se trate de consumidores a tarefa, ou por empresas comercializadoras no caso de consumidores acollidos á condición de cualificados (liberalizado).

No novo Sistema reciben a denominación de *consumidores cualificados*, os clientes que en cada momento teñen recoñecida a capacidade de elixir subministración. Nos primeiros anos do novo sistema, por razóns técnicas e económicas, a posibilidade de elección da subministración estará reservada ós clientes que sobrepasen un determinado de consumo anual.

No Consello de Ministros celebrado o 23 de xuño de 2000, aprobouse adiantar o calendario de liberalización do sector eléctrico do 2007 ó 2003, de maneira que nese ano, todos os consumidores poidan decidir qué compañía lles interesa contratar en función dos prezos ofertados.

Así mesmo, créase un novo tipo de empresa eléctrica denominada *comercializadora*. Estas novas empresas terán como función principal facilitar o dereito de elección da subministración por parte dos consumidores cualificados e incrementar a competencia entre as empresas subministradoras. En concreto, encargaranse de contratar a subministración de electricidade cos consumidores cualificados. É importante clarexar que as comercializadoras non precisarán de redes propias para entregar a electricidade ós clientes. A subministración en termos físicos poderase a subministrar, ben a través de redes propias ou ben a través das empresas distribuidoras. Do que se ocuparán fundamentalmente as empresas comercializadoras será das relacións contractuais, en termos económicos e legais, cos clientes cualificados: contratación das condicións da subministración, facturación, cobro e outros servizos.

Os *distribuidores* son aquelas sociedades mercantís que teñen á parte da distribución, as funcións complementarias de construír, manter e operar as instalacións de distribución destinadas a situar a enerxía nos puntos de consumo e proceder á súa venda a aqueles consumidores finais que adquiren a enerxía eléctrica a tarifa ou a outros distribuidores que tamén adquiren a enerxía eléctrica a tarifa. Fomentarán o uso racional da enerxía eléctrica e porán en práctica os plans de xestión da demanda aprobados pola Administración.

6.3.4. Perspectivas de futuro

No momento actual e co obxecto de mellorar a calidade naquelas zonas de Galicia que presentan unha subministración deficiente, as actuacións a realizar céntranse:

1. Obras de mellora da calidade, cumprindo os puntos reflectidos na recente Lei 54/97 do Sector Eléctrico e de acordo con plans MINER.
2. Obras de mellora de infraestrutura, adecuando as instalacións á potencia contratada, de acordo coas potencias reais e a actualización das súas pólizas de abono, con previsión do aumento da demanda.
3. Máximo mallado da rede, permitindo obter enerxía por dobre circuíto no maior número de puntos.
4. Seguimento das situacións que permitan a prevención, localización de avarías e a medición dos índices de calidade da subministración eléctrica.
5. Modernización do mantemento:
 - Revisión termográfica de liñas.
 - Utilización de transformadores móbiles.
 - Utilización de traballos en tensión.
6. Solucións tecnolóxicas alternativas:
 - Subestacións modulares.
 - Cables forrados.
7. Instalacións de media tensión:
 - Renovación de instalacións.
 - Arquitectura de rede.
 - Telecontrol / autoseccionadores.
8. Instalacións de baixa tensión:
 - Reforzos da rede.
 - Instalación de autotransformadores reguladores de pequena potencia (10 a 25 KVA).
 - Utilización da tensión de 960 V.

De modo inmediato débense abordar as actuacións nos ámbitos urbanos, semiurbanos (principalmente na provincia de Pontevedra e Lugo) e no medio rural, sendo prioritarias entre outras as seguintes obras en infraestrutura:

- a subestación de Vilalba
- a subestación da Mariña Central
- as obras de infraestruturas necesarias para mellorar o Tiepi, adecuándoo ós niveis da media española.

Como consecuencia de todo o anterior, formúlase o seguimento continuado por comarcas, dando prioridade a aquelas zonas con peores índices de calidade da subministración que permitan prever novas situacións da demanda, estado da rede, calidade da subministración, etc., que as empresas electricas deben asegurar.

Considérase necesario que a administración local facilite o uso dos viais da súa titularidade para o trazado de liñas eléctricas e contribúan á xestión dos permisos de paso, aspecto este que está limitando gravemente o desenvolvemento de numerosas actuacións.

7

*Infraestructura
gasista*



7. INFRAESTRUCTURA GASISTA

A progresiva necesidade de utilizar enerxías limpas na Unión Europea, fundamentalmente na xeración eléctrica, deu lugar á previsión dun importante incremento da demanda especialmente despois da posta a punto da tecnoloxía dos ciclos combinados con turbina de gas (CCGT) para xerar electricidade a partir de gas natural. En España, a liberalización do mercado de xeración eléctrica mediante a Lei do Sector Eléctrico 54/1997 deu lugar a unha previsión de construción de máis de trinta novos ciclos combinados, que suporán unha demanda de gas de 15.000 millóns de metros cúbicos de gas ó ano, cantidade análoga á total consumida o pasado ano.

Esta nova formulación, á que non é allea Galicia, fai perentoria a necesidade de contar a mediados desta década cunha terminal de regasificación para atender, en condicións competitivas, a demanda dos ciclos combinados que se construírán en Galicia como complemento, nuns casos, e como substitución, noutros, das centrais de xeración existentes con carbón autóctono.

A estratexia enerxética da Xunta de Galicia, recollida no Plan Enerxético de Galicia de 1995, definía a necesidade do desenvolvemento do gas natural nas próximas décadas, tanto para xeración eléctrica, como para a súa utilización na industria e o consumo doméstico.

Actualmente, o mercado de gas natural está experimentando unha transición cara á total liberalización desde un réxime de monopolio. A diferenza esencial de ambos sistemas encóntrase na política de prezos:

- a) No réxime de monopolio, os prezos son idénticos para todo o territorio. Fíxanse pola Administración en función do custo das enerxías alternativas (basicamente fuelóleo e gasóleo).
- b) No mercado liberalizado, a formación de prezos está baseada nun sistema agregado de custos desde a orixe, máis o transporte e distribución (en forma de canons e peaxes reguladas). As peaxes establécense en función da distancia do punto de entrada do gas ó Sistema ata o punto de consumo.

Este cambio está sendo gobernado pola Lei 34/1998, do Sector de Hidrocarburos, que deu lugar a unha liberalización cautelosa que se completaría no ano 2013, e polo Real Decreto Lei 6/2000 de medidas para acelerar a competencia, que adianta ó 1 de xaneiro do 2003 a total liberalización do gas.

7.1. A perspectiva da utilización de gas natural

Esta fonte enerxética aparece como a solución máis atractiva para absorber unha boa parte do incremento da demanda enerxética global cun impacto ambiental aceptable. Este favorable posicionamento débese ó favorable impacto ambiental da utilización do gas fronte ó resto das enerxías fósiles (carbón e petróleo), prezo competitivo e idoneidade de utilización, tanto para a xeración eléctrica, mediante unidades de ciclo combinado, como para a súa utilización directa para usos térmicos e de refrixeración no sector residencial e no industrial, e de forma combinada para a desalinización e coxeración.

O nivel de reservas de gas natural multiplicouse por 3,5 desde 1968 e reflicte o crecente interese na busca desta fonte de enerxía. O problema estratéxico asociado á súa explotación reside no seu elevado grao de concentración en moi poucos países: o 36% encóntrase nos países da antiga Unión Soviética e o 34% nos de Oriente Medio.

A evolución da demanda do gas estivo suxeita no pasado ás fluctuacións nos prezos. Ata os anos 70 o prezo do gas estivera indexado cos dos fuelóleos ós que substituíal como combustible. Esta práctica daba lugar a prezos moi competitivos e favoreceu unha rápida expansión da demanda. Entre a primeira e segunda crise de enerxía, 1973-1980, Alxeria conseguiu que o prezo e índice de referencia fose o cru de petróleo, pretensión desorbitada que freou o crecemento da demanda. A partir de 1984 vaise xeneralizando unha fórmula máis realista que indexa o seu prezo cunha cesta de produtos que inclúe o petróleo, pero só de forma minoritaria, o fuelóleo lixeiro, o gasóleo e o propano, o que lle permitiu ser competitivo con estas enerxías alternativas, e seguir a súa expansión.

É previsible que esta política de prezos flexible se manteña nos próximos anos, coa vantaxe adicional, para o gas, de que o procedemento de contratación máis xeneralizado toma a forma de grandes contratos a longo prazo, o que dá lugar a unha certa estabilidade. Tamén prognostícase que no futuro, continuando o proceso de adaptación ó mercado, o polinomio de indexación de prezos incluírá o prezo do carbón ó que substitúe e o prezo da electricidade xerada a partir de gas en mercados competitivos.

Sen embargo hai que subliñar que tras case unha década de prezos enerxéticos relativamente estables prodúcese unha nova crise de prezos do petróleo. Esta crise deu lugar a un incremento, ó longo do ano 1999, desde 10,36 a 25,1 \$/bbl, e continuou durante o ano 2000 superando a cota de 30 \$/bbl durante máis dun mes. Esta crise supuxo un retroceso nas políticas de aplicación de índices máis flexibles e adecuados ás necesidades dos consumidores finais. Por outra parte veu confirmar a menor volatilidade en materia de prezos do gas natural, que subiu un 45% fronte á do petróleo que foi superior a un 180%

A importancia que está tendo o desenvolvemento do gas natural, tanto no ámbito mundial como no europeo e o español, fai conveniente levar a cabo un exame da evolución comparada coas principais enerxías primarias, e do seu papel primordial para atender os actuais e futuros incrementos da demanda.

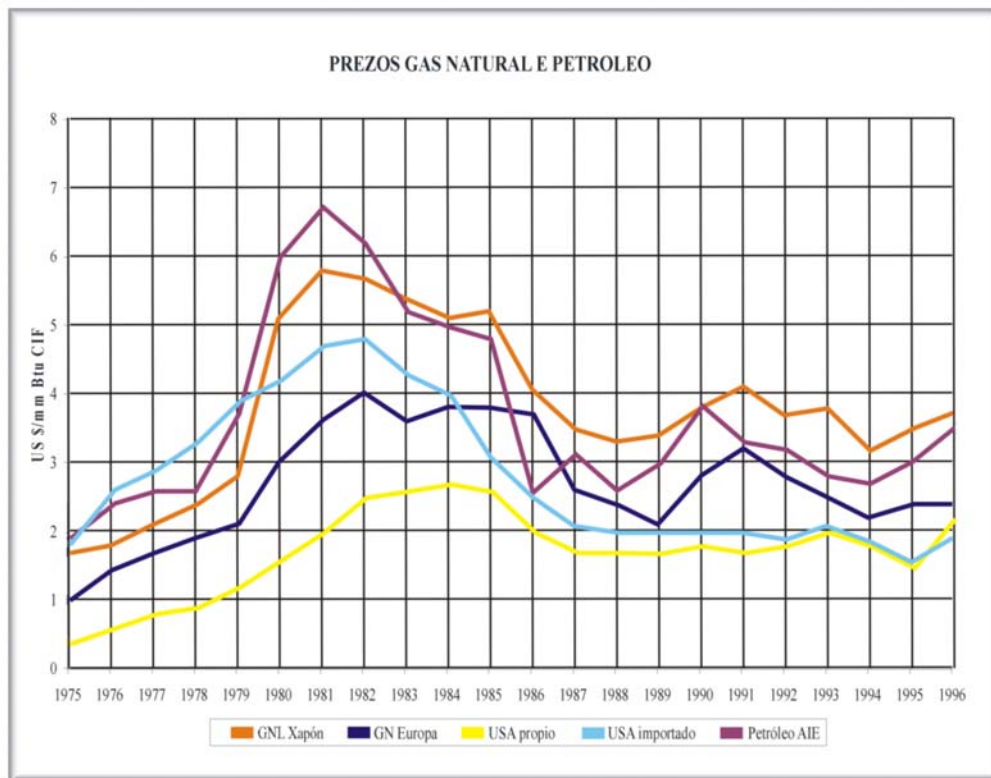
Na táboa recóllese a evolución comparada do consumo mundial de enerxías primarias dos tres últimos anos.

Clase de Enerxía	Ano 1997 (MTEP)	Ano 1998 (MTEP)	Ano 1999 (MTEP)	%
Petróleo	3.386	3.389	3.430	39,9
Gas Natural	1.990	2.016	2.074	24,2
Carbón	2.265	2.219	2.220	25,9
Enerxía nuclear	616	626	635	7,4
Hidroelectricidade	224	226	228	2,6
Total	8.482	8.477	8.587	100,0

Desde o ano 1990 ata a data, a única fonte de enerxía que veu crecer a súa participación de forma substantiva foi o gas natural, que pasou dun 20% a un 24%, mentres que o carbón declinou e as restantes enerxías experimentaron altas moi lixeiras.

As previsións dos expertos indican que esta tendencia a incrementar a súa participación manterase nas próximas décadas. A participación en España, onde o proceso de desenvolvemento do gas se iniciou con atraso, encóntrase aínda nun modesto 11%; de calquera forma, en 1990 só supoñía un 5%, pasando o consumo neses dez anos de 5,5 bcm a 15 bcm.

No gráfico recóllese a evolución comparada dos prezos do cru de petróleo e o gas natural nos principais mercados mundiais: Estados Unidos, Europa e Xapón. Obsérvase a vantaxe comparativa permanente do prezo de gas natural, especialmente en Europa, respecto ó petróleo.



7.2. Transporte de gas: gasoductos

Na actualidade, a rede básica de transporte de gas en Galicia está formada polo gasoducto de Alta presión en 80 bares que transcorre desde Tui ata Ribadeo cunha lonxitude total de 285 km, un diámetro de 20 polgadas e unha capacidade de 225.000 Nm³/h. Este gasoducto ten unha capacidade de 3.000 millóns de termias/ano desde Portugal, e de 5.000 millóns de termias/ano desde Asturias. A súa capacidade podería elevarse ata 16.000 millóns de termias/ano coa construción de estacións de compresión de gas en Braga e Oviedo.

Do gasoducto sae un ramal, en alta presión 80 bares e 10 polgadas, que vai desde Pontevedra a Ourense e sete ramais, en AP 16 bares, que alimentan as redes de Tui, Vigo, Pontevedra, Santiago, Coruña, Ferrol e Lugo, máis algúns ramais menores.

O investimento total do gasoducto Tui a Ribadeo foi de 20.096 millóns de pesetas das cais tivo unha subvención, compartida cos ramais, de 13.202 millóns de pesetas a cargo do programa Interreg II da Unión Europea. Os ramais e redes de distribución á industria da primeira fase de gasificación, cunha extensión a un total de 27 municipios, supuxeron unha canalización de 233 km e un investimento asociado de 10.146 millóns de pesetas, das cales 3.950 foron achegados pola Xunta de Galicia como subvención a fondo perdido.

Está previsto que no futuro se desenvolva a rede mediante unha serie de ramais ós principais núcleos de poboación e ós polígonos industriais.

A conexión da planta de regasificación á rede de gasoductos nacional realizarase mediante dous gasoductos de 26 e 24 polgadas en AP 80 bares que desde Mugar dos unirán As Pontes con Vilalba e con Begonte. Construirase tamén un ramal Begonte a Sabón. A lonxitude total destes gasoductos será de 104 km, e terán unha capacidade total de 60.000 millóns de termias/ano, das cales ata 30.000 millóns poderán ser emitidos á Rede Nacional de Gasoductos mediante as conexións co gasoducto Tui-Ribadeo.

7.3. Transporte de gas: planta de regasificación

Galicia encóntrase entre as áreas máis afastadas dos puntos de entrada de gas á Península, a máis de 1.000 km do máis próximo. Por iso ningún dos potenciais usuarios para xeración ou a grande industria tomará a súa decisión de investir na nosa Comunidade mentres permaneza a actual situación, xa que nun sistema liberalizado a tendencia é que o gas teña que alcanzar todos os custos incorridos ata chegar ó punto de entrega, e, evidentemente, a distancia é un compoñente substantivo do custo que se reflectirá nas peaxes.

Para cambiar esta discriminación negativa respecto a outras rexións é preciso dispoñer dunha entrada propia ó Sistema Ibérico de gas natural en forma dunha terminal de recepción e regasificación de gas natural licuado.

Os estudos de viabilidade levados a cabo durante 1998 e 99 demostran que a implantación dunha planta regasificadora de gas natural licuado (G.N.L.) é técnica e economicamente viable se dispón dun mercado mínimo formado pola subministración ós ciclos combinados de gas natural que alcanzarían 1.600 MW antes do ano 2010. O investimento necesario cífrase en 35.000 millóns de pesetas.

A Xunta asumiu o liderado do proxecto e, coa aglutinación de vontades, o pasado 20 de marzo asinou un Acordo Marco entre os promotores iniciais do proxecto, ós que se uniu o subministrador alxerino Sonatrach, para lanzar a construción da terminal unha vez se concluíra un estudio amplo que confirmase as premisas de existencia de mercado estable suficiente, aprovisionamento de GNL a prezos competitivos, viabilidade técnica, de seguridade, ambiental e administrativa, así como que a rendibilidade económica da planta fose suficiente cos medios de financiamento dispoñibles. O resultado do informe foi totalmente positivo polo que se tomou a decisión de ir adiante coa construción da terminal, que entrará en servizo en xullo do ano 2005.

O desenvolvemento da Planta de Regasificación de Galicia, no marco da vixente Lei do sector de Hidrocarburos, 34/1998, esixe, para a súa plena eficacia, un conxunto de actuacións, que demandan un desenvolvemento harmónico para garantir a viabilidade do proxecto:

- a) O establecemento de contratos para o aprovisionamento do gas natural licuado en condicións competitivas para atender a demanda.
- b) O dispoñer dunha planta de recepción e regasificación, cos gasoductos asociados para chegar ós consumidores e conectarse co Sistema Peninsular de Gas.
- c) O afianzamento dunha demanda estable de gas a longo prazo polos consumidores que permitirá garantir a merca do gas aprovisionado e a utilización da planta regasificadora por riba do seu límite de rendibilidade. Este mercado estará constituído polo consumo de base dos ciclos combinados para xeración eléctrica e, de forma complementaria, polas utilizacións do gas como materia prima, no mercado industrial e de coxeración, e como posible no doméstico e comercial.

A merca de gas no mercado internacional é unha operación singular a longo prazo que esixe importantes garantías do comprador ó vendedor e un longo período de negociación para chegar a establecer unhas relacións baseadas na mutua confianza.

Por isto é preciso crear o procedemento de adquisición de gas natural licuado para un período aproximado de vinte anos a partir da entrada en operación da regasificadora e

establecer unhas regras de colaboración entre os adquirintes e o subministrador que permita asegurar, razoablemente, que se poderán subscribir as condicións básicas contractuais de mercado (especialmente prezos, cantidades, calendarios de subministración e condicións toma ou pagamento). Todo isto sen prexuízo de que cada un dos adquirintes poida acordar libremente as condicións particulares de subministración mediante un contrato independente subscrito co subministrador.

A terminal de regasificación e os gasodutos asociados serán construídos e operados pola Sociedade REGANOSA. Ambas actividades -regasificación e transporte- son actividades reguladas de acordo coa Lei. O carácter de reguladas supón que a súa única retribución serán as peaxes de regasificación e transporte establecidos polo Ministerio de Industria aplicados ás cantidades de gas efectivamente vehiculadas.

Por outra parte estas instalacións por lei terán que ser accesibles a calquera que poida solicitalo. Finalmente a Sociedade de Transporte non poderá comercializar gas nin adquirilo, coa excepción daquelas cantidades que teñan que subministrar a posibles redes de distribución conectadas ós seus gasodutos.

En definitiva o obxecto do proxecto consiste na construción e operación dunha planta de recepción, almacenamento e regasificación de gas natural licuado a construír en Mugar dos, na bahía de Ferrol, e os gasodutos de transporte asociados para a subministración ós consumidores e as conexións ó sistema de transporte de gas peninsular.

A planta foi deseñada para ser viable operativamente cunha capacidade de cruceiro de 25.000 millóns de termias/ano, aínda que será capaz de operar con ata 55.000 millóns de termias/ano. Contará con 300.000 m³ de capacidade adicional que poderán ser utilizados para aumentar a capacidade operativa da planta ou ben como almacenamento estratéxico e estacional de gas para os seus clientes.

A rede de gasodutos, como xa se indicou, estará formada por dous gasodutos, o Gasoduto Leste que irá desde a planta de Mugar dos ás Pontes e Vilalba para unirse á rede nacional, e o Gasoduto Oeste que tamén desde a planta irá a Abegondo -onde tamén se unirá á rede nacional - Cerceda e Arteixo.

7.4. O mercado de gas natural en Galicia

O mercado de gas natural segméntase tradicionalmente polo tipo de utilización final que se lle vai dar, e para estes efectos sóese dividir en utilización como materia prima, xeración eléctrica, industrial, incluídas as súas coxeracións, comercial, incluídas tamén aquí as súas coxeracións e doméstico.

7.4.1. Utilización como materia prima

Desde hai anos o gas natural véñse utilizando como materia prima para a xeración de hidróxeno (para refinerías e como axente reductor), amoníaco e metano. O amoníaco e o metanol son dous produtos básicos cun mercado crecente polas súas aplicacións para a produción de fertilizantes, plásticos e combustibles non contaminantes ou aditivos ós combustibles tradicionais como o MTBE. Mentres a xeración de hidróxeno, ten, inevitablemente, lugar ó lado do punto de utilización pola maior dificultade relativa de transportar este elemento fronte ó gas natural, no caso do amoníaco e metanol a situación é a contraria, sendo máis fácil o transporte destes produtos en estado líquido, sen necesidade de ser transportados en forma crioxénica, nin por gasoducto.

Esta dispoñibilidade de gas natural permitirá o desenvolvemento en Galicia dun entramado industrial que teña como base a utilización deste produto nos seus sistemas de produción.

7.4.2. Xeración eléctrica

A utilización de gas natural para xeración eléctrica, como se viu, vai ser un dos maiores consumos de gas nas próximas décadas. Os ciclos combinados de gas natural (CCGT acrónimo das iniciais en inglés "combined cycle gas turbine") están formados por unha ou dúas turbinas alimentadas por gas natural cuns gases de escape que ceden a súa calor a unha caldeira xeradora de vapor para mover outra turbina de vapor. No seu estado actual, a eficiencia eléctrica, é dicir a relación entre a enerxía eléctrica producida e a calor consumida en forma de gas natural, alcanza niveis netos superiores ó 55%, valor a destacar se se compara co 35% de eficiencia conseguida en centrais convencionais

alimentadas con calquera tipo de combustible fósil. Tamén presentan a vantaxe de consumir a terceira parte de auga de refrixeración ca unha térmica convencional.

A potencia estándar dun ciclo é duns 400 MW cando está formado por unha turbina de gas de 265 MW e unha de vapor de 135, ou de 800 MW cando se compón de dúas turbinas de gas da mesma potencia e unha de vapor de 270 MW. O consumo de gas por cada 400 MW, cunha utilización de 7.300 h/ano equivalentes, é duns 5.000 millóns de termias.

O consumo de gas natural segundo a potencia que se instale para xeración de enerxía eléctrica recóllese na seguinte táboa:

Potencia (MW)	Consumo Gas (bcm)
800	0,50
1.200	1,25
1.600	1,75
2.000	2,75
2.400	3,00
2.550	3,20
2.950	3,70

7.4.3. Mercado de coxeración

A coxeración en Galicia desenvolveuse nos últimos anos e, debido ó atraso na chegada do gas natural, utilizóuse como combustible fuelóleo ou gasóleo e, excepcionalmente propano. A presenza do gas natural permitirá que coxeracións en funcionamento, en execución e outras de nova implantación poidan utilizar este combustible.

No horizonte do ano 2010 estímase un consumo de 12.214 millóns de termias, dos cales o mercado específico para gas natural podería alcanzar os 8.848 millóns de termias.

7.4.4. Mercado Industrial

No horizonte do 2010 o gas natural chegará a 65 municipios, o que posibilitará que máis de 350 empresas teñan acceso a este combustible, alcanzándose un consumo de 3.800 millóns de termias

7.4.5. Mercado doméstico e comercial

A finais de 1999 a subministración alcanzou a un total de 42.800 usuarios de gas natural, subministrados mediante 542 km de canalización, que consumiron 281 millóns de termias.

Outros 44.000 usuarios dispoñen de distribucións illadas de propano centralizado que no futuro poderán acceder ó gas natural.

Este mercado abarca a subministración a vivendas, locais comerciais, edificios singulares, tanto privados como institucionais, e as súas coxeracións asociadas.

Ó igual que no mercado industrial, no horizonte do ano 2009 vaise estender a un total de 65 concellos subministrados a partir de redes de gas conectadas ós gasoductos, máis outros doce municipios con distribucións illadas, alimentadas mediante plantas satélites de gas natural licuado.

A poboación potencialmente subministrada será de 1.650.000 persoas, cun grao de penetración do 40%. Cunha estimación de 2,5 habitantes por vivenda terase un total de 264.000 usuarios no mercado doméstico cun consumo medio de 6.500 termias/ano o que dá unha demanda anual de 1.716 millóns de termias.

O mercado comercial e institucional estará formado por 6.950 consumidores cunha demanda anual de 635 millóns de termias.

7.4.6. Mercado total de gas natural

Centrándose no mercado captable a previsión para o ano 2010 é de 44.941 millóns de termias, o que supón unha utilización da capacidade conxunta da terminal e gasoductos do 74%.

- a) Mercado doméstico e comercial. Este segmento de mercado é o máis atractivo pola súa marxe media, situada actualmente en 4,85 ptas/termia, e a súa cantidade, 2.350 millóns de termias. Coa plena liberalización no 2003 vai ser o mercado máis competitivo e a marxe vaise repartir entre a distribuidora, que posúe as canalizacións e instalacións, os comercializadores, que son os vendedores efectivos ó usuario, e as compañías de servizo, encargadas do mantemento, inspección, lectura...
- b) Mercado industrial. O mercado captable neste segmento, 3.780 millóns de termias, é razoablemente elevado e faino interesante, a pesar da súa menor marxe situada en

0,55 ptas/termia. Tamén neste segmento, previsiblemente, van competir as mesmas entidades comercializadoras ca no doméstico e comercial.

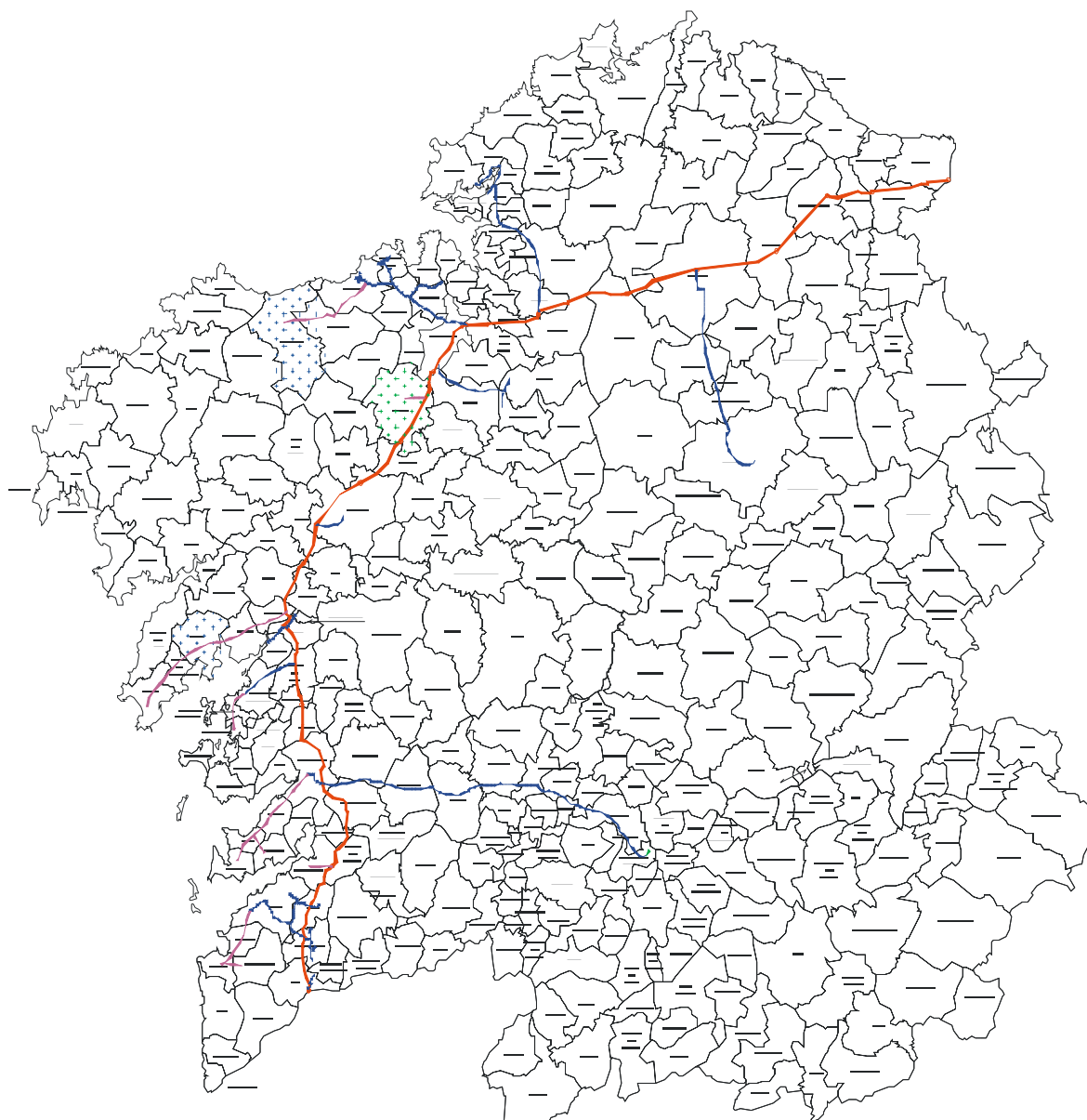
- c) Mercado de coxeración. O prezo de venda e marxe deste segmento é análogo ó mercado industrial, desde que desapareceu a tarifa de coxeración en xullo de 1997. Dada a importante cantidade en coxeración, 5.310 millóns de termias, e o feito de concentrarse nun número relativamente reducido de clientes, ten un interese que o converte nun mercado claramente obxectivo.
- d) Mercado de materia prima. Neste caso a marxe é moi axustada pola natureza da utilización. A pesar disto, pola elevada cantidade e pola garantía de manter a demanda a longo prazo, xúlgase interesante e tamén será un mercado obxectivo.
- e) Mercado de xeración eléctrica. Trátase de mercados singulares polas cantidades de gas consumidas, polo tipo de contratos (a moi longo prazo), e polas marxes moi reducidas para poder competir coa electricidade xerada nos concursos de ofertas. É moi probable que cada xerador eléctrico merque o seu gas en orixe, faga o traslado á regasificadora e se limite a pagar as peaxes e canons correspondentes sen utilizar a intermediación dunha comercializadora.

7.5. As futuras liñas de desenvolvemento gasista

Os obxectivos de política enerxética da Xunta de Galicia respecto ó gas natural continúan sendo estender a dispoñibilidade desta enerxía limpa e eficiente en condicións competitivas ó territorio da Comunidade ata onde sexa economicamente factible.

Os obxectivos concéntranse en:

- a) A construción dunha terminal de regasificación en Mugar dos, para contar cun punto de entrada de gas competitivo a Galicia.
- b) O desenvolvemento das redes de distribución doméstica ó maior número posible de núcleos de poboación e actuacións industriais, mediante a construción de arterias desde os gasodutos, a extensión das redes de gas natural e a conversión das redes de propano centralizado a gas natural.
- c) A separación das dúas actividades básicas - a distribución como actividade regulada e a comercialización como liberalizada - de acordo co establecido na Lei de Hidrocarburos 34/1998.
- d) A utilización de plantas satélites de GNL cando sexa a alternativa adecuada para subministración a núcleos de poboación ou industrias afastadas dos gasodutos.



GASIFICACION DE GALICIA

REDE DE GASODUCTOS

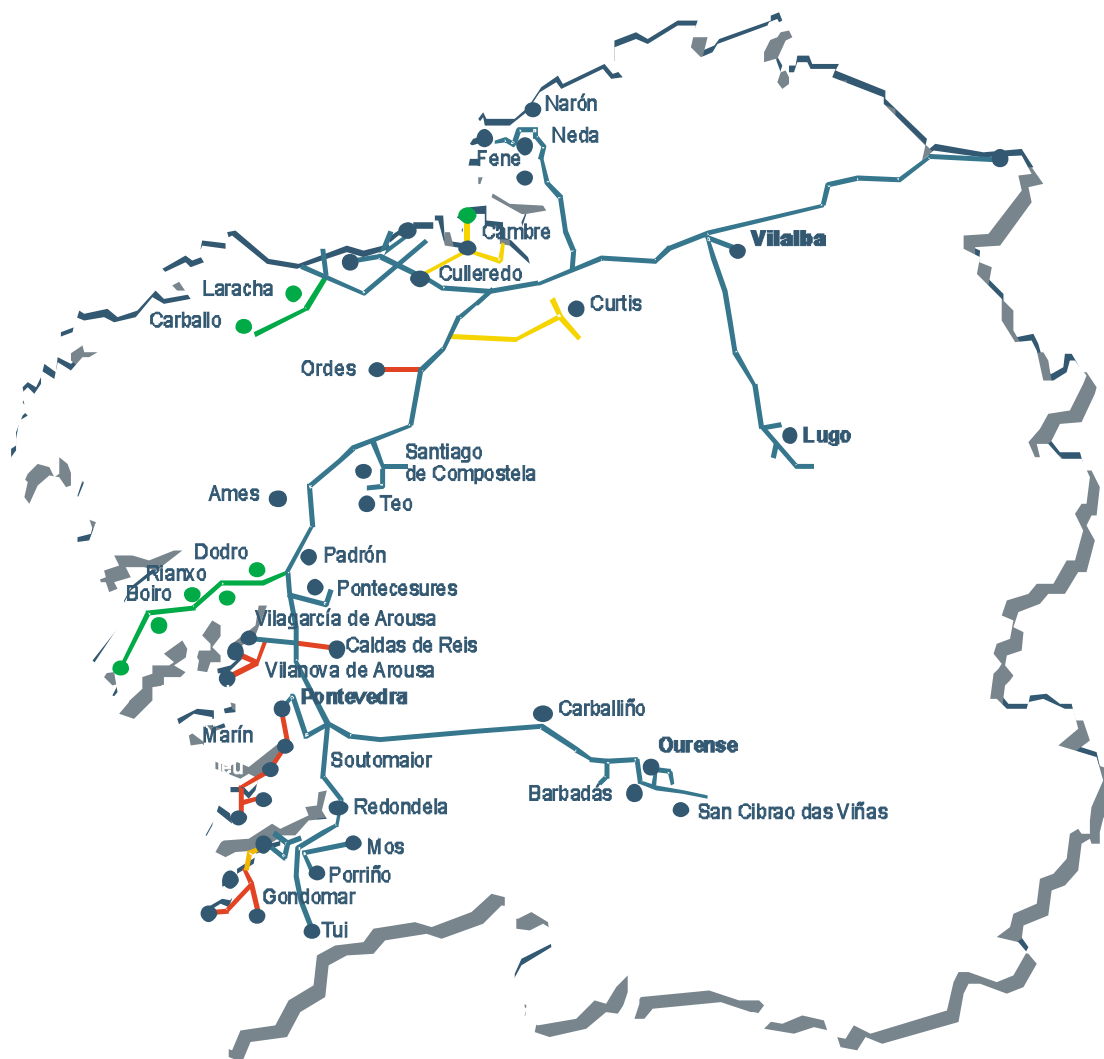
- GASODUCTO PRINCIPAL
- RAMALES EN FUNCIONAMENTO O CONSTRUCCIÓN
- RAMALES 2ª FASE

AUTORIZACIÓNS DE DISTRIBUCIÓN

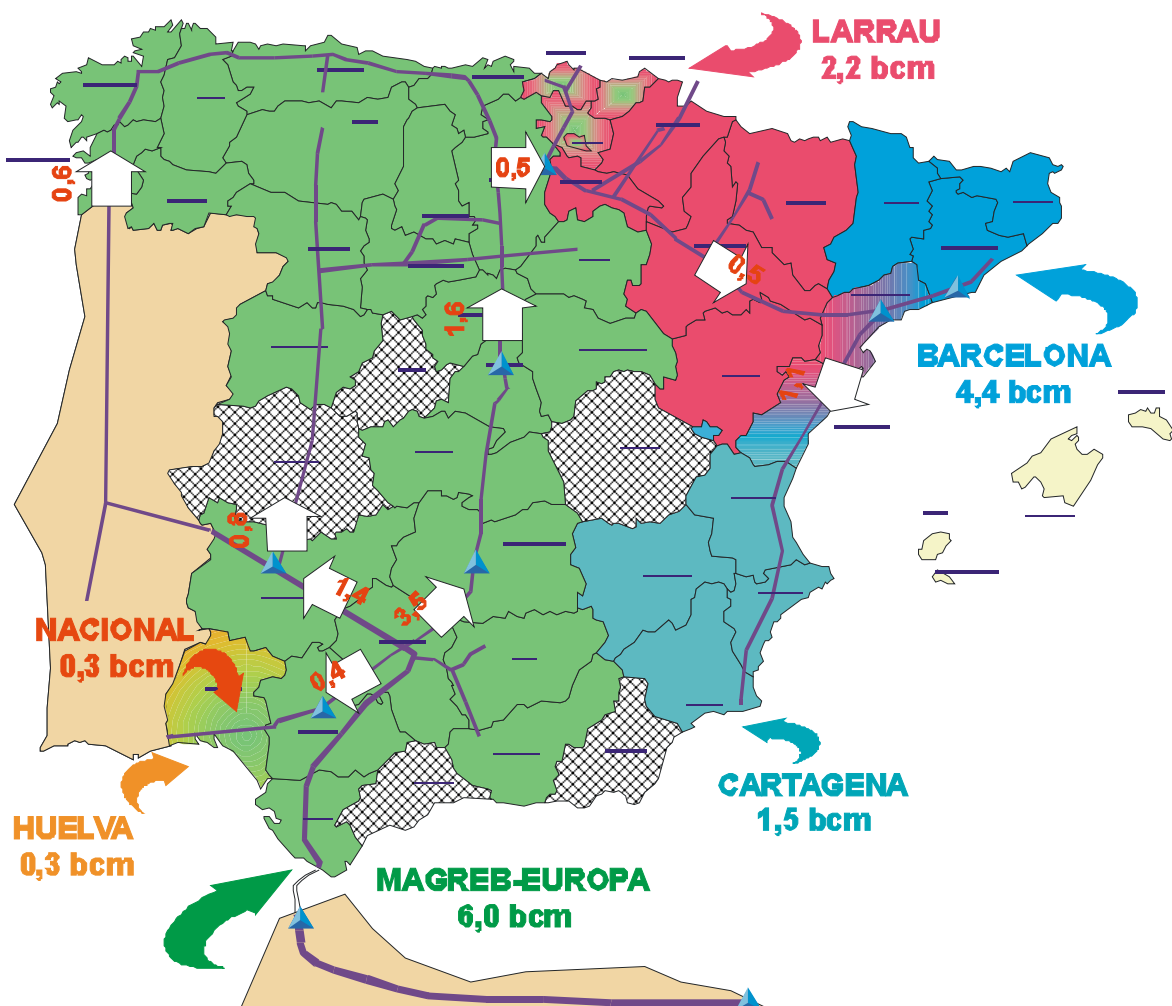
- GAS GALICIA SDG S.A.
GAS NATURAL A CORUÑA S.A.
- REPSOL BUTANO S.A.
- GAS DIRECTO S.A.



CONSELLERÍA DE INDUSTRIA E COMERCIO
DIRECCIÓN XERAL DE INDUSTRIA



- Gasoductos e ramais en operación
- Ramais e redes en construción
- Ramais e redes en proxecto
- Ramais a realizar por outras empresas distribuidoras
- Poboacións con autorización de Gas Galicia
- Poboacións con autorización de outras distribuidoras



Lenda "tipo de gas"

-  **MAGREB-EUROPA**
-  **LARRAU**
-  **desde BARCELONA**
-  **desde CARTAGENA**
-  **desde HUELVA**
-  **desde IACIMENTOS**
-  **con Plantas Satélites**
-  **sin gasificar**

8

***Enerxías renovables e
outras aplicacións enerxéticas.***

8. ENERXÍAS RENOVABLES E OUTRAS APLICACIÓNS ENERXÉTICAS

Este capítulo dividiuse en dous apartados: enerxías renovables e outras aplicacións enerxéticas. No primeiro describírase a situación e previsión de desenvolvemento en Galicia de enerxías renovables como a eólica, a biomasa, a hidráulica ou a solar. No segundo, analizaranse as denominadas aplicacións enerxéticas, asociadas ós residuos xerados por distintas actividades humanas, como pode ser: o aproveitamento enerxético de residuos sólidos urbanos, os subproductos industriais ou as solucións de aforro enerxético vinculadas ó tratamento ambiental de distintos subproductos.

8.1. Enerxías renovables

Denomínanse enerxías renovables aquelas cun recurso que se renova ou se recupera de maneira cíclica nunha escala temporal a curto prazo.

As enerxías consideradas como renovables pola Unión Europea son:

- Eólica.
- Solar.
- Xeotérmica.
- Hidráulica.²¹
- Enerxía do mar: maremotriz, correntes mariñas e ondas.
- Distintas formas de aproveitamento da Biomasa:
 - Biomasa forestal.
 - Residuos da industria forestal.
 - Cultivos enerxéticos.
 - Biogás procedente de produción animal, efluentes agroalimentarios, tratamento de augas industriais e outros.

²¹ No obxectivo do Libro Branco da Enerxía de alcanzar o 12% do dispoñible interior bruto de enerxía mediante fontes renovables inclúese a electricidade xerada mediante as grandes centrais hidráulicas (potencia >10 MW) ó considerar a súa fonte enerxética, a auga, como renovable. Sen embargo, frecuentemente, non é incluída entre as fontes de enerxías renovables, ó considerar que, en principio, é competitiva cos outros sistemas de xeración eléctrica, polo que non hai razón para que este tipo de enerxía reciba os sistemas de axudas previstos para o resto das enerxías renovables.

Na nova política enerxética da Unión Europea, que se comeza a elaborar en 1994, considérase que as enerxías renovables son fundamentais para conseguir diminuír a dependencia enerxética exterior e a mellora da seguridade das subministracións. Unha maior achega das enerxías renovables permite reducir as importacións de enerxía e consecuentemente a dependencia dos combustibles fósiles, atenuando as variacións do prezo do petróleo e do gas.

A importancia das enerxías renovables vese reforzada, en relación con aspectos ambientais, pola redución dos gases causantes do efecto invernadoiro, doutros produtos contaminantes como os NO_x e SO₂, (causantes da chuvia ácida), e do ozono ambiental.

Ademais considéranse moi importantes as sinerxias adicionais xeradas, entre as que destacan:

- Maior capacidade de emprego por unidade de produción que outras fontes de enerxía, co que se poderían, crear segundo o Libro Branco, entre 500.000 e 900.000 empregos permanentes na UE.
- Desenvolvemento rexional en áreas de poboación dispersa.
- Exportación de equipos e tecnoloxías renovables a un mercado crecente.
- Incremento das posibilidades de progreso en zonas remotas de países en vías de desenvolvemento.

Neste contexto, ó considerar que as enerxías renovables son fundamentais para alcanzar estes obxectivos, formulouse, na Declaración de Madrid de marzo de 1994, o “Plan de Acción para as Fontes de Enerxías Renovables”. Posteriormente, en novembro de 1996, o Libro Verde do Parlamento Europeo recoñeceu o papel fundamental que as enerxías renovables poden desempeñar na conservación do ambiente, na garantía do abastecemento de enerxía e na creación de postos de traballo. En novembro de 1997 no Libro Branco da Enerxía, defínense as liñas de actuación necesarias para duplicar a contribución das enerxías renovables ó balance enerxético da Unión Europea no ano 2010, ou o que é o mesmo, alcanzar o 12 % do consumo de enerxía interior bruta mediante fontes renovables.

A estrutura de xeración necesaria para alcanzar as finalidades propostas, sería a seguinte:

- 40.000 MW de xeradores de turbina eólica
- 90.000 ktep de biomasa
- 100 millóns de m² de colectores solares
- 3.000 MWp de enerxía fotovoltaica
- 1.000 MWe e 2.500 MWth de enerxía xeotérmica

Na seguinte táboa resúmese o escenario obxectivo de xeración con enerxías renovables no ano 2010:

	Electricidade 1995 (ktep)	Electricidade 2010 (ktep)	Enerxía total 1995 (ktep)	Enerxía total 2010 (ktep)
Hidráulica	23.200	25.800	23.200	25.800
Minihidráulica	3.200	4.750	3.200	4.800
Xeotérmica	2.100	5.200	2.500	6.200
Biomasa	6.760	42.000	44.800	117.000
Eólica	400	6.900	400	6.900
Solar	20	260	300	4.000

Obxectivo do Libro Branco da Enerxía da UE

Paralelamente, no cume de Kyoto de decembro de 1997, a UE adoptou o compromiso de reducir as emisións dos gases causantes do efecto invernadoiro, considerando fundamental para tales efectos o desenvolvemento das Enerxías Renovables.

En maio do 2000 a Comisión Europea presentou un proxecto de Directiva relativo á promoción da electricidade procedente de fontes de enerxías renovables no mercado interior da electricidade, no que se contemplan os obxectivos que os Estados membros deben cumprir en canto a xeración de electricidade a partir de fontes de enerxías renovables, respecto ó consumo bruto de electricidade no ano 2010.

	Porcentaxe (%)	TWh
Alemaña	12,5	76,4
Austria	78,1	55,3
Bélxica	6,0	6,3
Dinamarca	29,0	12,9
España	29,4	76,6
Finlandia	35,0	33,7
Francia	21,0	112,9
Grecia	20,1	14,5
Irlanda	13,2	4,5
Italia	25,0	89,6
Luxemburgo	5,7	0,5
Países Baixos	12,0	15,9
Portugal	45,6	28,3
Reino Unido	10,0	50,0
Suecia	60,0	97,5
Unión Europea	22,1	674,9

Directiva Europea de Promoción da electricidade
procedente de fontes de enerxías renovables.
Obxectivos por país para o ano 2010 de produción mediante FER

	E-FER 1997 (%)	E-FER 2010 (%)	E-FER 1997 (%) Sen grandes hidro	E-FER 2010 (%) Sen grandes hidro
Alemaña	4,5	12,5	2,4	10,3
Austria	72,7	78,1	10,7	21,1
Bélxica	1,1	6,0	0,9	5,8
Dinamarca	8,7	29,0	8,7	29,0
España	19,9	29,4	3,6	17,5
Finlandia	24,7	35,0	10,4	21,7
Francia	15,0	21,0	2,2	8,9
Grecia	8,6	20,1	0,4	14,5
Irlanda	3,6	13,2	1,1	11,7
Italia	16,0	25,0	4,5	14,9
Luxemburgo	2,1	5,7	2,1	5,7
Países Baixos	3,5	12,0	3,5	12,0
Portugal	38,5	45,6	4,8	21,5
Reino Unido	1,7	10,0	0,9	9,3
Suecia	49,1	60,0	5,1	15,7
Unión Europea	13,9	22,1	3,2	12,5

Directiva Europea de Promoción da electricidade procedente de
fontes de enerxías renovables. Obxectivos por país para o ano 2010

Na actualidade non existe un sistema europeo harmonizado para o apoio ós prezos da electricidade FER, aínda que se prevé adoptar un futuro marco común para eles. Non obstante precísase que desde os Estados membros se adopten distintos sistemas de apoio, que permitan a medio prazo reducir o custo de xeración con enerxías renovables e aumentar a implantación deste tipo de enerxía no mercado interior.

Ademais, é necesario acometer unha serie de medidas complementarias que incrementen a xeración de electricidade FER no mercado interior da electricidade: acceso prioritario ás redes de distribución eléctrica e redución das barreiras normativas co fin de axilizar os procedementos administrativos.

O R.D. 2818/1998 desenvolve un marco regulatorio e retributivo para as instalacións acollidas ó réxime especial (renovables e coxeración), mediante o cal se establece un sistema de primas que garante a venda da enerxía eléctrica producida a un prezo vantaxoso. Segundo o R. D. 2818: “Os titulares das instalacións con potencia igual ou inferior a 50 MW inscritas no Rexistro Administrativo de Instalacións de Producción en Réxime Especial, non terán a obriga de formular ofertas ó mercado maiorista, pero terán o dereito de vender os seus excedentes, ou, no seu caso, a produción de enerxía eléctrica ós distribuidores ó prezo final medio do mercado de produción de enerxía eléctrica complementado por unha prima ou incentivo”.

$$R = P_m + P_r \pm E_R, \text{ sendo}$$

R = Retribución en pesetas/kWh

P_m = Prezo mercado

P_r = Prima establecida

E_R = Complemento de enerxía reactiva

A continuación indícanse as primas de venda de enerxía eléctrica establecidas no R.D. 2066/1999 (polo que se establece a tarifa eléctrica para o ano 2000), para as distintas fontes de enerxías renovables. Sen embargo, as instalacións acollidas ós grupos B1, B2, B3, B6 e B7 poden elixir entre o sistema de primas anteriormente indicado ou aplicar a todas as horas un prezo total a percibir (*tarifa plana*).

GRUPO	INSTALACIÓN	POTENCIA	Tarifa plana (Ptas/kWh)	Prima (Ptas/kWh)
B1	Solar	$P \leq 5 \text{ kW}$		60,00
B1	Solar	$P < 5 \text{ kW}$		30,00
B2	Eólica		10,42	4,79
B3	Xeotérmica		10,59	4,97
B4	Hidroeléctrica	$P \leq 10 \text{ MW}$	10,59	4,97
B5	Hidroeléctrica	$10 < P \leq 50$		4,97
B6	Biomasa	Cultivos en.	10,24	4,61
B7	Biomasa	Forestal	9,89	4,26
C1	R.S.U.	$P \leq 10 \text{ MW}$		3,50
C2	R.S.U.	$10 < P \leq 50 \text{ MW}$		3,50
D1	Xurros porcino	$P \leq 15 \text{ MW}$		3,76
D2	Lodos	$P \leq 10 \text{ MW}$		3,76
D3	Outros residuos	$P \leq 10 \text{ MW}$		2,41

Primas ás enerxías renovables segundo as tarifas eléctricas de 2000

O 30 de decembro de 1999 aprobouse o Plan de Fomento das Enerxías Renovables, co que se pretenden alcanzar para o ano 2010²² as potencias e producións de enerxía que se reflicten na seguinte táboa:

	1990	1998	2010
Minihidráulica	611,8 MW	1.509,7 MW	2.230 MW
Consumo de Biomasa	3.753 ktep	3.886 ktep	10.971 ktep
Eólica	27,2 MW	834 MW	8.974 MW
Colectores Solares	294,918 m ²	340,892 m ²	4.840,892 m ²
Solar fotovoltaica	3,2 MWp	7,9 MWp	142,9 MWp

Obxectivos para o ano 2010 do Plan de Fomento das Enerxías Renovables

²² O obxectivo do Plan de Fomento das Enerxías Renovables, ó igual có do Libro Branco da Enerxía, é alcanzar o 12% do dispoñible de enerxía interior bruta mediante FER. Sen embargo a Directiva Europea relativa á electricidade procedente de FER marca para España uns obxectivos superiores á media europea, polo que se supón que o obxectivo para España tería que ser superior ó 12% para que a UE alcance esa media.

8.1.1. Situación das enerxías renovables en Galicia

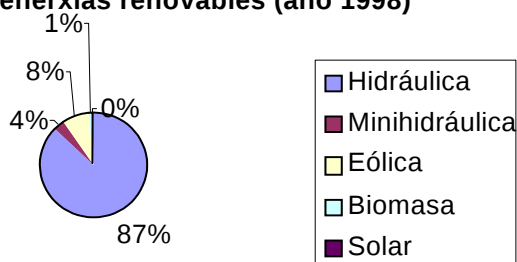
A administración galega asumiu os compromisos europeos e españois para o desenvolvemento das enerxías renovables ó considerar as vantaxes asociadas a este tipo de proxectos: conservación do ambiente, aumento da taxa de autoabastecemento enerxético e incidencia socioeconómica.

No gráfico que figura a continuación reflíctese a situación actual das enerxías renovables en Galicia e a distribución da potencia instalada.

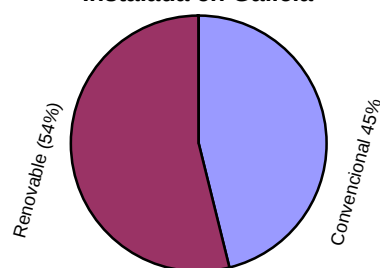
XERACIÓN	Ano 1998			Ano 1999 (provisorio)		
	Potencia Instalada (MW)	Producción Eléctrica (ktep)	Producción Térmica (ktep)	Potencia Instalada (MW)	Producción Eléctrica (ktep)	Producción Térmica (ktep)
Hidráulica	2.759	635	0	2.759	526	0
Minihidráulica	115	35	0	115	32	0
Eólica	257	30	0	487	64	0
Biomasa	40	7	228	40	8	275
Solar	0,1	0	0	0,1	0,012	0
TOTAL	3.171	707	228	3.401	630	275

Situación actual das enerxías renovables en Galicia

Distribución da potencia instalada en enerxías renovables (ano 1998)



Distribución da Potencia Instalada en Galicia



Distribución da potencia instalada en Galicia en enerxías renovables

En 1998 a contribución das enerxías renovables foi do 9,3% do "dispoñible de enerxía interior bruta" achegando 1.030 dos 11.070 ktep totais do balance enerxético galego.

Como se pode ver, os 3.137 MW instalados en 1998 (incluída a hidráulica de potencia superior ós 10 MW) representan o 54% da potencia total instalada e o 34% do total da xeración de enerxía eléctrica e o 59% do consumo galego²³.

Na seguinte táboa compárase a achega de FER en 1998 en Galicia con respecto ós obxectivos da UE e España.

Contribución das enerxías renovables	Obxectivo UE	Obxectivo UE-España	Situación
	2010	2010 ²⁴	Galicia 1998
Respecto ó dispoñible de enerxía interior bruta	12,0 %	--	9,3 %
Respecto ó consumo de enerxía eléctrica (sen considerar a gran hidráulica como E.R.)	12,5 %	17,5 %	6,0 %
Respecto ó consumo de enerxía eléctrica (Considerando a gran hidráulica como E.R.)	22,1 %	29,4 %	59,0 %
Respecto á xeración de enerxía eléctrica (sen considerar a gran hidráulica como E.R.)	--	--	3,0 %
Respecto á xeración de enerxía eléctrica (Considerando a gran hidráulica como E.R.)	--	--	34,0 %

Situación actual de Galicia respecto ós obxectivos en enerxías renovables da UE

Nos seguintes apartados descríbese a situación en Galicia das principais enerxías renovables.

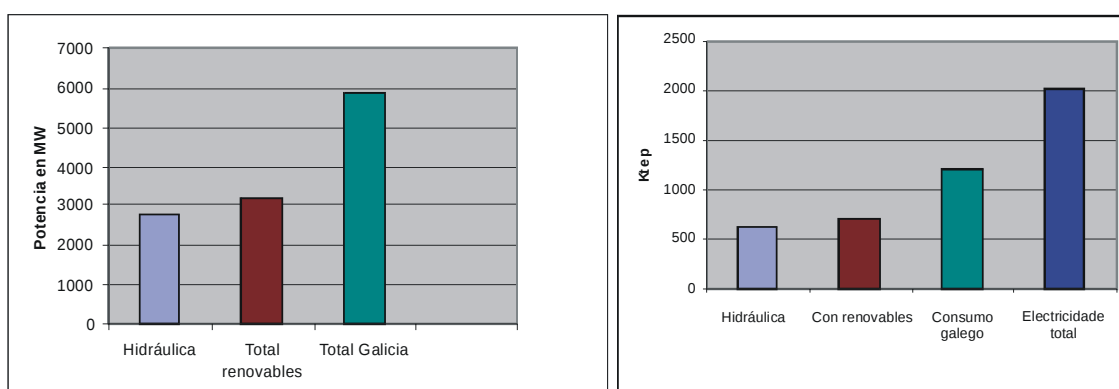
A) Hidráulica

Na actualidade hai 34 centrais que suman unha potencia total de 2.759 MW, (existindo unha potencia de bombeo de 420 MW) o que representa o 17% da potencia hidráulica instalada en España, o 45% da potencia eléctrica instalada en Galicia e, como se indicou en apartados anteriores, o 87% da potencia instalada en enerxías renovables.

²³ A achega das enerxías renovables sería máis modesta se non se considerase a gran hidráulica, xa que esta representa un 7% da potencia total instalada e un 3% da enerxía eléctrica total xerada, achegando un 6% do consumo eléctrico galego.

²⁴ A Directiva Europea de promoción da electricidade FER marca para España o obxectivo de que o 29,4 % da electricidade proveña destas fontes, sen embargo aínda non existen obxectivos nacionais respecto á súa achega ó dispoñible de enerxía interior bruta. O Plan de Fomento das Enerxías renovables fixao no 12%.

Ademais achegou durante 1998 máis do 50% da enerxía eléctrica consumida en Galicia. A contribución da enerxía hidráulica ó balance enerxético galego depende da pluviosidade do ano en cuestión. Por exemplo, nos anos 1994 e 1995, que foron anos secos, a produción eléctrica neta nas centrais hidráulicas galegas só alcanzou os 464 ktep, mentres que en 1998 logrouse unha xeración total de enerxía hidráulica de 635 ktep que significou máis dun 50% da enerxía eléctrica consumida en Galicia. En 1999, os 528 ktep xerados supuxeron un 45% do consumo.



Contribución da hidráulica á xeración eléctrica Galega

A continuación relaciónanse as centrais hidráulicas existentes en Galicia e a distribución da potencia instalada por provincias.

	Potencia (MW)	nº de centrais
A Coruña	277	5
Lugo	465	6
Ourense	1.941	22
Pontevedra	76	1

Distribución da potencia hidráulica por provincias

Centrais hidráulicas galegas

Central	Potencia (kW)	Central	Potencia (kW)
Eume	54.000	As Conchas	48.800
Tambre I e II	70.160	Regueiro	26.400
Castrelo (Ezaro)	28.700	Castrelo	112.000
Sta.Eugenia (Uxía)	98.144	Velle	60.000
Mandeo-Zarzo	25.600	Frieira	120.000
Montefurado	36.000	San Cristobal	11.000
Belesar	225.000	Pontenovo	39.000
Os Peares	159.000	Salas	51.000
Sequeiros	16.500	San Pedro	31.500
San Clodio	17.200	Sobradelo	40.000
San Martín	11.500	Quereño	36.000
San Sebastian	17.600	Santiago Jares	44.500
San Estevo	264.000	Prada	66.400
Alvarellos	59.200	Santiago Sil	13.500
Ponte-Bibei	255.000	Soutelo P e F	205.000
San Agostiño	58.000	Cornatel	130.000
Conso	270.000	Portodemouros	76.000
TOTAL		2.759 MW	

Ó tratarse dunha tecnoloxía madura non se espera que se produzan desenvolvementos significativos, aínda que si se podería aumentar a eficiencia dalgunhas das centrais máis antigas, mediante a substitución de equipos por outros de maior rendemento.

A enerxía hidráulica continuará desenvolvendo no futuro un papel moi importante no escenario de xeración galego, aínda que a súa achega terá cada vez menor peso, polos incrementos de potencia e xeración doutras fontes de enerxía.

B) Minihidráulica

A partir de 1980, coa entrada en vigor da Lei sobre a Conservación da Enerxía, rexorde o interese polos pequenos aproveitamentos hidráulicos dado o seu carácter de enerxía renovable, o que unido a unha política de axuda e promoción a estas institucións, permitiu a construción de novas centrais hidroeléctricas e a recuperación doutras antigas abandonadas.

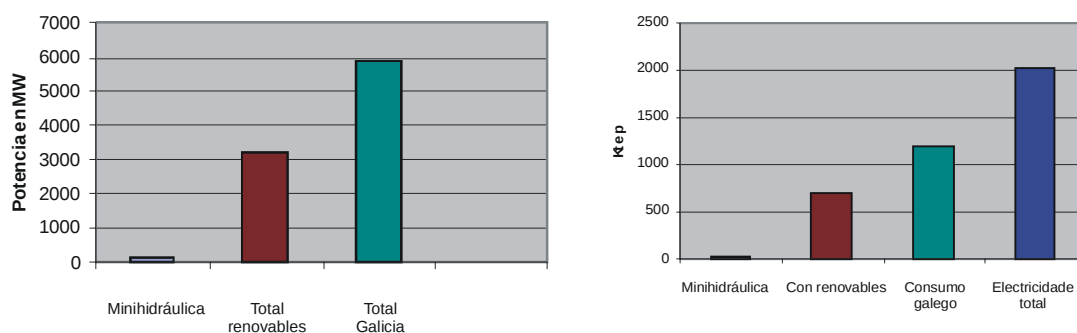
En 1998 a potencia total das centrais minihidráulicas instaladas en Galicia era de 115 MW, o que supoñía o 2% da potencia instalada en Galicia e o 7,5 % da minihidráulica instalada en España.

A distribución por provincias da dita potencia pódese observar na seguinte táboa:

	Potencia (MW)	nº de centrais
A Coruña	33	19
Lugo	12	10
Ourense	33	13
Pontevedra	37	15

Distribución por provincia das centrais minihidráulicas galegas

A contribución ó “balance enerxético galego” da enerxía producida nas centrais minihidráulicas, depende (ó igual ca no caso da gran hidráulica), da pluviosidade do ano en cuestión. Por exemplo, en 1998 a electricidade neta xerada alcanzou os 35 ktep (2%), mentres que en 1999 foi de 32 ktep.



Xeración galega a partir da minihidráulica

As previsións de incremento na UE, contempladas no Libro Branco da Enerxía, preséntanse na seguinte táboa.

	1995	2010
Unión Europea		
Enerxía Xerada (ktep)	3.200	4.750

Minihidráulica. Obxectivos da UE para o ano 2010

En España o Plan de Fomento das Enerxías Renovables, prevé aumentar a potencia instalada de 1.500 MW (ano 1998) a 2.230 MW (ano 2010).

	1998	2010
Potencia instalada (MW)	1.500	2.230

Obxectivos de España para o ano 2010

En Galicia aínda existen numerosos emprazamentos con potencial hidráulico suficiente para garantir a viabilidade técnico-económica das minicentraís, estimándose o potencial dos mesmos en 200 MW, que xerarían aproximadamente 60 ktep/ano.

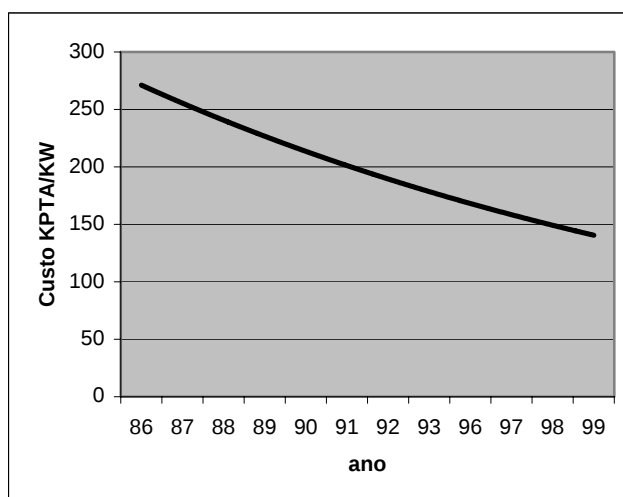
Non obstante (fundamentalmente por razóns ambientais) prevese que no período 2000-2010 se instalen como moito 100 MW, o que suporía unha xeración eléctrica adicional de 30 ktep.

	Situación 1998	Previsión 2010
Potencia instalada (MW)	115	215
Enerxía Xerada (ktep)	35	65

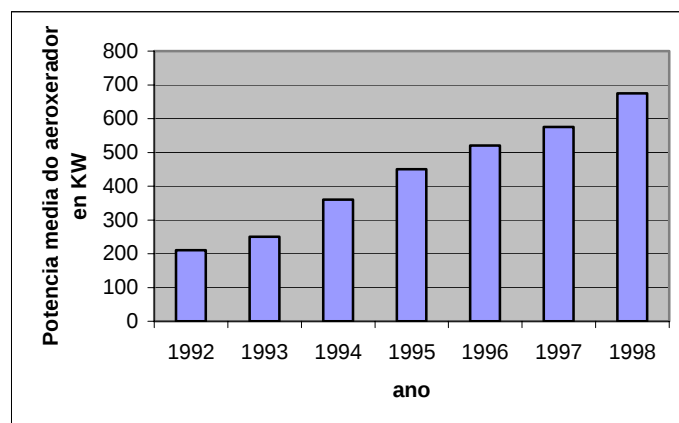
Galicia: Obxectivos para o ano 2010

C) Enerxía Eólica

A evolución da tecnoloxía eólica nos últimos anos foi espectacular, tanto en potencia dos aeroxeradores, como en custo do kW instalado e en dispoñibilidade de funcionamento. Así, a principios dos 90, a potencia media dos aeroxeradores instalados comercialmente estaba ó redor de 200 kW, incrementándose ata 700 kW a finais da década. Na actualidade existen alternativas comerciais de aeroxeradores de 1.500 kW e encóntranse en fase de desenvolvemento máquinas de 3.000 kW, polo que é de supoñer que a súa evolución continúe cara a aeroxeradores de maior potencia. No gráfico seguinte móstrase a evolución do custo do kW instalado e a evolución da potencia media por aeroxerador.



Evolución do custo do kW eólico instalado



Evolución da potencia media do aerogenerador

O desenvolvemento da enerxía eólica é especialmente significativo en Europa, onde está instalada o 70% da potencia mundial, destacando a achega de países como Alemaña, Dinamarca e España con 2.800, 1.400 e 800 MW instalados, respectivamente, en 1998.

En 1995 o enorme interese despertado polos recursos eólicos galegos, motivou a súa ordenación por parte da Administración.

Así en xullo deste ano promulgouse o decreto 205/95 da Xunta de Galicia, que regularizaba as autorizacións dos proxectos de aproveitamento eólico en Galicia e vinculábaos co desenvolvemento de plans industriais na rexión.

A principal innovación deste Decreto regulador é a posta en marcha dos "*Plans Eólicos Estratéxicos (PEE)*", os cales deben ser propostos polos distintos promotores interesados indicando qué actuacións en investigación de recursos eólicos e qué actuacións industriais se prevén realizar co obxectivo de instalar unha serie de parques eólicos de determinada potencia.

Estes plans son sometidos á aprobación da Administración Autonómica e, neste caso, teñen carácter vinculante entre o Promotor e a Administración.

O contido esencial dos Plans Eólicos Estratéxicos céntrase en tres puntos:

- ♦ Plan de Investigación Eólica
- ♦ Programa de Investimentos
- ♦ Programa de Actuacións Industriais

No Plan de Investigación Eólica delimitáanse as zonas que serán obxecto de estudo por parte do promotor e que terán preferencia para a instalación de parques eólicos.

No Programa de Investimentos reflíctese a planificación de investimentos asociados ó desenvolvemento dos diferentes parques eólicos contemplados no Plan Eólico en cuestión.

O Programa de Actuacións Industriais é un dos puntos esenciais dos P.E.E.. A súa finalidade é posibilitar que os investimentos asociados ós parques eólicos repercutan sobre a propia rexión a través de actuacións industriais, a creación de emprego ou a participación, no desenvolvemento dos plans, de empresas locais ou asentadas en Galicia. Como consecuencia disto, a participación galega no investimento asociado ós plans é aproximadamente do 70% .

Por outro lado, pode concederse a autorización específica de proxectos á marxe da aprobación dos Plans Eólicos Estratéxicos, para o que o Decreto 205/95 crea a figura dos Proxectos en Competencia.

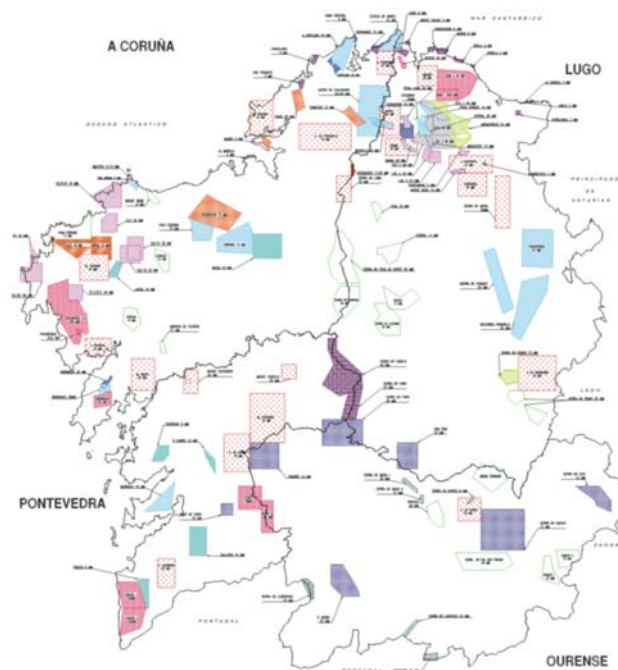
Estes proxectos están en todo caso sometidos á lexislación autonómica na materia ambiental²⁵.

Na actualidade hai aprobados 14 plans eólicos estratéxicos, os cales levan asociados 12 actuacións industriais.

PROMOTOR	TECNÓLOGO	POTENCIA PREVISTA (MW)	DURACIÓN DO PLAN (anos)	NÚMERO DE ÁREAS	INVESTIMENTO PREVISTO (MPTA)
DESA	DESA	283	7	9	40.563
EASA	ECOTÈCNIA	98	5	7	14.445
MADE	MADE	443	10	17	71.426
EUROVENTO	BAZAN-BONUS	525	10	10	78.600
GAMESA	GAMESA	600	10	20	84.000
HIDROENER		46	10	5	6.900
IBERDROLA	GAMESA	120	7	6	19.800
INEUROPA	MICON	240	5	4	30.003
PEGSA	MICON	75	8	3	12.000
UFEE S.A.	MICON	384	10	17	58.135
ELECNOR		125	6	15	15.960
H.G.P.		110	7	7	18.700
ENGASA		50	10	6	7.500
FERGO-GALICIA		36	6	2	5.400
TOTAL		3.135		128	463.432

Plans Eólicos Estratéxicos aprobados

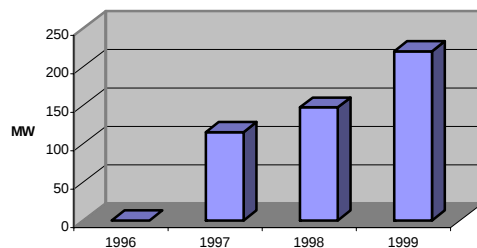
²⁵ Fundamentalmente Decreto 327/91 e Decreto 442/90



Distribución das áreas de investigación aprobadas no P.E.G.

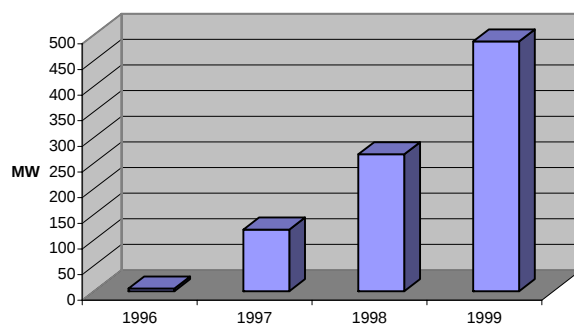
Nos gráficos que a continuación se acompañan obsérvase a evolución anual da potencia instalada na nosa Comunidade e a evolución da potencia total en funcionamento.

MW instalados/ano



Potencia instalada anualmente

MW totais en funcionamento



Evolución da potencia total en funcionamento

A finais de 1999 había 26 parques eólicos en funcionamento cunha potencia de 490 MW, encontrándose 190 MW en construción.

PARQUE EÓLICO	POTENCIA (MW)
Coriscada	24,00
Muras	24,42
Serra do Cando	24,42
Monte do Seixo Cando	24,42
Muras II	9,77
Paxareiras I	20,40
Paxareiras II A	19,20
Vicedo	24,60
Paxareiras II F (A Ruña)	24,60
Capelada	16,50
Capelada II	14,80
Barbanza	19,80
Barbanza II	9,23
Bustelo	24,70
San Xoán	15,84
Carba	19,80
Vilalba	25,08
Cabo Vilán	5,10
Zas	24,00
Soán	19,50
Cadramón	18,75
Nordés	20,25
Monte da Serra	14,40
Coucepenido	22,80
Os Corvos	10,20
Malpica	15,08
TOTAL	491,66

Parques eólicos en funcionamento

Os investimentos realizados e o emprego xerado polos diferentes Plans Eólicos permiten situar a Galicia nunha posición destacada no desenvolvemento tecnolóxico da enerxía eólica. As principais actuacións industriais contempladas nos plans eólicos estratéxicos aprobados superan na actualidade os obxectivos inicialmente previstos.

Na seguinte táboa móstrase o emprego xerado nas actuacións industriais que se desenvolveron.

ACTUACIÓNS	PROMOTOR	EMPREGO
Fábrica Ensamblaxe	GAMESA	31
Fábrica pas	GAMESA	151
Bazán Turbinas	EUROVENTO	150
Fábrica pas L.M. (As Pontes)	MADE	60
Planta de ensamblaxe multiplicadores (A Coruña)	MADE	20
Planta de ensamblaxe aerox. (Lugo)	DESA	40
Fábrica de pas (Santa Comba)	DESA	40
Fábrica torres (Sabón)	DESA	40
Fábrica de cadros (Vigo)	DESA	11
Fábrica de ensamblaxes aerox. NEGMESA (Viveiro)	INEUROPA	43
Fábrica de ensamblaxes aerox. (Somozas)	EASA	54
Mecanización e góndolas (A Coruña)	NORDTANK	10
TOTAL		650

Emprego xerado nas actuacións industriais

Ademais o plan eólico ten unha gran repercusión na actividade doutras empresas gracias á subcontratación de traballos ou compra de compoñentes.

Outra actividade que xera unhas importantes cifras de emprego é a construción dos parques. Estímase que co ritmo actual de construción o emprego asociado a esta actividade é de 600 traballadores.

Estes investimentos tamén interveñen de maneira significativa na xeración de emprego en actividades de promoción de proxectos, enxeñería e elaboración de estudos de impacto ambiental.

Analizando globalmente os aspectos anteriormente indicados, a incidencia do Plan Eólico de Galicia no emprego e investimento total xerados é a seguinte:

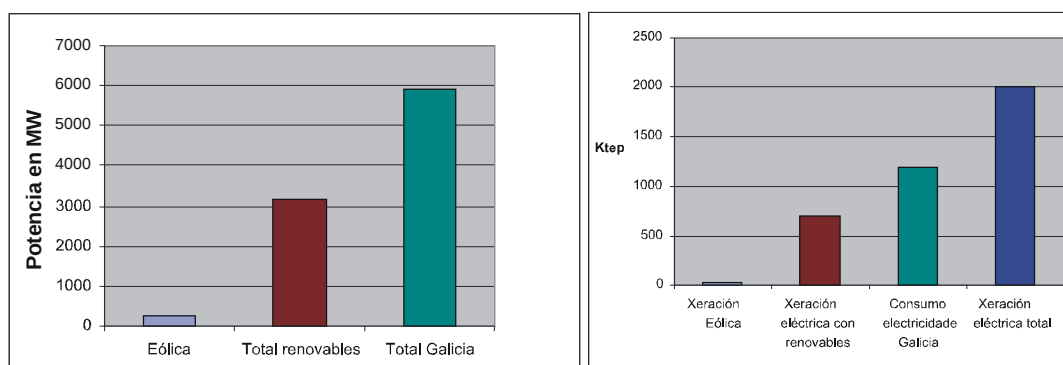
	EMPREGO
ACTUACIÓNS INDUSTRIAIS	650
COMPRA DE COMPONENTES	550
CONSTRUCCIÓN DE PARQUES	600
ENXEÑERÍA E PROMOCION	300
TOTAL	2.100

* OBXECTIVOS PEEG FABRICACION 70% EN GALICIA

· INVERSTIMENTO TOTAL EN GALICIA 74,5%

INVERSTIMENTO TOTAL	% INVERST. GALICIA
75.000	74,5

A achega da enerxía eólica ó balance enerxético galego, ó igual ca no caso da grande hidráulica, depende en gran medida das condicións meteorolóxicas de cada ano. O incremento da potencia instalada en enerxía eólica provocou un aumento significativo da enerxía xerada. Así en 1998 a electricidade neta xerada alcanzou os 30 ktep, mentres que en 1999 foi de 64 ktep. A instalación de 3.000 MW de enerxía eólica, achegaría un total de 650 ktep (50% da enerxía eléctrica consumida actualmente na nosa Comunidade).



Potencia e xeración eléctrica a partir da enerxía eólica en Galicia

A UE considera fundamental incrementar a potencia eólica instalada na actualidade para alcanzar os obxectivos marcados no Libro Branco da Enerxía. Para isto fíxose o ambicioso obxectivo de instalar 40.000 MW no horizonte do 2010.

Unión Europea	1995	2010
Potencia instalada (MW)	2.500	40.000
Enerxía Xerada (ktep)	400	6.900

Eólica. Obxectivos da UE para o ano 2010

En España, O Plan de Fomento das Enerxías Renovables considera tamén un incremento significativo da potencia instalada, ó prever un aumento de 834 MW a 8.974 MW durante o período 1998-2010.

	1998	2010
Potencia instalada (MW)	834	8.974
Enerxía Xerada (ktep)	400	6.900

Eólica. Obxectivos de España para o ano 2010

En canto a Galicia, tal e como se indicou no apartado anterior, estímase un gran potencial de aproveitamento desta enerxía ó existir emprazamentos que permitirían instalar uns 7.000 MW, polo que se estiman unhas reservas de 1.500 ktep. No período 2000-2010, prevese instalar 2.500 MW, alcanzándose unha potencia total de 3.000 MW e unha xeración de 650 ktep.

	Situación 1998	Previsión 2010
Potencia instalada (MW)	257	3.000
Enerxía Xerada (ktep)	30	700

Eólica. Previsión xeración eólica para o ano 2010

D) Biomasa

A biomasa é a principal fonte enerxética renovable en termos absolutos, achegando en 1997 o 3% do consumo enerxético total da UE. A Comisión, no seu "Libro Branco da Enerxía", considera imprescindible o incremento da achega enerxética da biomasa, ata alcanzar o 8,5% do consumo total.

A gran variedade de materias incluídas no concepto de biomasa, permite formular diversas alternativas enerxéticas. A clasificación podería realizarse por tipo de biomasa (forestal, agrícola, cultivos enerxéticos, residuos de industrias agroalimentarias...), por tipo de tratamento (combustión directa, pirolise, gasificación, dixestión anaeróbica, fermentación alcohólica, densificación, fundamentalmente) e por métodos de aproveitamento enerxético (térmico, eléctrico e transporte).

As principais alternativas para o seu aproveitamento enerxético agrúpanse en tres áreas: biomasa forestal residual, biocombustibles líquidos e biogás.

Biomasa Forestal Residual

Neste apartado inclúese a biomasa procedente de sistemas forestais arborados, xerada nos tratamentos silvícolas sobre voos arbóreos (como as claras, os clareos, os residuos obtidos nas cortas a feito, a procedente de rozas e arranques sobre matogueira) e os residuos de industrias de primeira e segunda transformación da madeira.

O aproveitamento da biomasa forestal residual realízase fundamentalmente para xeración de calor en procesos industriais, en centrais termoeléctricas, e no sector doméstico para calefacción.

A utilización da biomasa nunha central termoeléctrica é unha alternativa interesante xa que a enerxía eléctrica producida retribúese co importe do mercado por xunto e cos incentivos previstos no R.D. 2818/1998.

O aproveitamento da biomasa forestal residual ofrece as seguintes vantaxes:

- Contribúe á limpeza do monte e reduce os riscos de incendios, ó tempo que facilita a súa extinción.
- Diminúe a necesidade de queimas controladas o que evita outra causa frecuente de incendios e de contaminación ambiental.
- Evita os problemas derivados de vertidos incontrolados de residuos e subproductos.
- Mellora o estado fitosanitario dos montes reducindo o risco de pragas.
- Facilita e contribúe á realización de plans de silvicultura que garantan a conservación de montes e matogueiras.
- Xera un importante volume de man de obra no contorno rural onde se sitúe.

O aproveitamento enerxético da biomasa forestal no sector doméstico rural, a partir da combustión da leña e outros residuos vexetais, aínda desempeña hoxe en día un papel importante, a pesar de substituírse por combustibles sólidos ou electricidade.

Na actualidade existen sistemas de transformación da biomasa leñosa en combustibles sólidos de fácil manexo e utilización en estufas e caldeiras de calefacción domésticas (pellets).

	Potencia (MW)	nº de centrais
A Coruña	1,30	2
Lugo	-	
Ourense	2,35	1
Pontevedra	36,80	1

Distribución por provincia da potencia instalada en biomasa

Estas centrais produciron en 1998 57 ktep de enerxía final, dos cales 50 ktep corresponden a calor e os restantes 7 ktep a electricidade.

En 1999, a Xunta de Galicia, con obxecto de avaliar as posibilidades de subministración en condicións sostidas de cantidades e prezo de biomasa para alimentar varias centrais termoeléctricas, elaborou un inventario das existencias de biomasa residual procedentes dos sistemas forestais (podas, claras, clareos, restos de cortas finais, e outras),

estimándose un recurso de 995.000 Tm/ano. Esta cantidade permitiría instalar 100 MW a partir do combustible xerado na limpeza de montes. A enerxía xerada a partir da dita potencia sería de 70 ktep. No período 2000-2010, prevese instalar uns 50 MW.

Actualmente estase analizando a viabilidade técnico-económica dun proxecto de 10 MW de potencia na zona norte das provincias da Coruña e Lugo. Preténdese que o proxecto contribúa a desenvolver un plan de aproveitamento enerxético da biomasa na nosa Comunidade que axude a xerar uns niveis de emprego locais importantes á vez que dea un novo sentido ó coidado dos nosos montes.

En 1998 a produción enerxética no sector doméstico a partir da biomasa foi de 178 ktep. Estímase, non obstante, que o consumo descenderá como consecuencia da substitución de biomasa por outros combustibles.

Biocombustibles líquidos

A biomasa permite obter combustibles líquidos que substitúen, de momento modestamente, ós combustibles fósiles de automoción. Estes combustibles son de dous tipos:²⁶

- Derivados de materia oleaxinosa, a partir da cal, mediante un proceso de esterificación obtense o biodiésel, un substituto do gasóleo.
- Alcohois obtidos de grans de cereal, tubérculos ou cana, que se poden utilizar directamente en certos motores, ou transformar en compostos ETBE, que se mesturan coas gasolinas e substitúen ós aditivos antidetonantes tradicionalmente utilizados.

Os biocarburantes resultan actualmente bastante máis caros cós combustibles tradicionais ós que pretenden substituír. Por ese motivo, se se pretende conseguir o seu desenvolvemento significativo, precisan recibir axudas públicas a través de subvencións directas ou mediante un tratamento tributario favorable.

²⁶ Os biocombustibles líquidos pódense obter a partir de residuos agropecuarios ou cultivos enerxéticos. Países como Brasil apostaron fortemente en cubrir unha parte importante dos seus combustibles de automoción con alcohol de cana. Outros países como Francia, Alemaña, Italia ou Estados Unidos producen biocombustibles líquidos como vía para manter a actividade agrícola e para lograr a substitución de combustibles fósiles.

A Unión Europea pretende que o consumo de biocombustibles líquidos obtidos, a partir de materias primas agrícolas de produción propia, alcance unha cota do 5% no mercado dos combustibles de automoción no ano 2005.

A pesar de que a tecnoloxía dos biocombustibles líquidos aínda non está excesivamente desenvolvida en Galicia, na actualidade están en marcha varios proxectos de investigación, entre os que destaca a obtención de biofuel a partir do toxo.

Aínda que o clima de Galicia non é propicio para a obtención de biocombustibles a partir de cultivos enerxéticos, estase desenvolvendo o proxecto Bioetanol Galicia (Curtis) no que a partir de cereal importado (trigo, cebada ou millo) prodúcese etanol, que será utilizado como combustible para automoción. A futura planta producirá 65 ktep de combustible.

Biogás

Entre os combustibles que se poden obter a partir da biomasa encóntrase o biogás procedente de produción animal, efluentes agroalimentarios, tratamento de augas residuais e vertedoiros.

O gas obtido pódese utilizar como combustible para calefacción ou queimar nun motor diesel para xerar electricidade.

As explotacións gandeiras porcinas xeran gran cantidade de xurros, cunha alta concentración de amoníaco (5.000 ppm), o que provoca contaminación por nitratos de augas subterráneas e superficiais. Na actualidade existen dous procedementos de tratamento de xurros:

- mediante unha planta termoeléctrica de secado, que non permite un aproveitamento enerxético dos residuos.
- mediante unha planta de dixestión anaerobia que orixina un biogás que se queima en motores de ciclo Otto. Estas plantas necesitan evolucionar tecnoloxicamente, e mellorar a súa rendibilidade como consecuencia dos altos investimentos e dos custos de recollida e transporte dos xurros.

Actualmente pódese obter biogás a partir do tratamento de augas residuais. Neste ámbito os procesos actualmente seguidos nas plantas depuradoras de auga, permiten o aproveitamento enerxético do gas obtido e a utilización dos lodos como fertilizantes, substitutivos dos químicos.

Tamén obtense biogás nas plantas de tratamento de RSU (Residuos Sólidos Urbanos) a través dun proceso anaerobio, a partir da trituración previa de lixos. Este proceso favorece, ademais, a compactación coa conseguinte redución de volume. O gas así obtido componse fundamentalmente de metano e dióxido de carbono.

Nestes momentos estase estudiando en Galicia a viabilidade de diferentes proxectos de aproveitamento de biogás.

Entre eles destacan os das Estacións depuradoras de augas residuais (EDARs), das cales xa foi autorizado un proxecto de 0,24 MW en Ourense. Este mesmo concepto poderíase desenvolver nas EDAR das vinte principais cidades galegas, o que significaría unha produción enerxética de 13 ktep. O aproveitamento final do recurso dependerá do seu desenvolvemento tecnolóxico.

Respecto ó biogás procedente das plantas de tratamento de RSU está autorizada a instalación dunha central de biogás de 6.27 MW na Coruña que suporá unha produción enerxética de 4,6 ktep.

Con respecto ó aproveitamento enerxético de xurros, non existen instalacións que aproveiten de maneira significativa o biogás xerado, pois a tecnoloxía empregada atopase en fase desenvolvemento e non permite, aínda alcanzar os ratios de rendibilidade mínimos. Polo contrario, estanse desenvolvendo proxectos de tratamentos de xurros, baseados no seu secado, ós cales asociasen plantas de coxeración para cubrir as necesidades térmicas e eléctricas dos procesos de tratamento.

O Libro Branco da Enerxía da UE fixa como obxectivo incrementar a achega da biomasa ó consumo enerxético do 3 ó 8,5%. Marca como referencia unha produción de 90.000 ktep coas seguintes contribucións: 15.000 ktep provenientes do biogás (producción animal, tratamento de augas residuais, vertidos...), 30.000 ktep de residuos agrícolas e forestais e 45.000 ktep de cultivos enerxéticos.

	Electricidade 1995 (MW)	Electricidade 2010 (MW)	Enerxía final 1995 (ktep)	Enerxía final 2010 (ktep)
Xeración	6.760	44.800	42.000	117.000

Obxectivo biomasa Europa 2010

En España, o Plan de Fomento das enerxías renovables prevé un aumento moi significativo do consumo de biomasa:

	Enerxía primaria 1999 (ktep)	Enerxía primaria 2010 (ktep)
España	3.886	10.971

Obxectivo biomasa España 2010

En Galicia prevese a instalación de 50 MW en centrais termoeléctricas de biomasa forestal e o desenvolvemento de plantas de biocombustible, o que compensará o descenso esperado do consumo de biomasa no sector doméstico.

	Enerxía final 1998 (ktep)	Enerxía final 2010 (ktep)
Galicia	235	280

Previsión biomasa Galicia 2010

O desenvolvemento previsto está condicionado pola evolución tecnolóxica, e pola reiterada diminución do consumo no sector doméstico.

E) Solar

A radiación solar é distinta dunhas zonas a outras da Terra. A latitude é un parámetro básico nesta valoración, pero hai que ter en conta os filtros naturais (nubes, brétemas, e outros) que reducen o nivel de radiación de forma diferente en cada emprazamento.

A pesar de que na actualidade a presenza da enerxía solar na nosa comunidade non é significativa, pódese dicir que está avanzando de forma continua, tanto en captadores de baixa temperatura para subministración de auga quente, como no relativo a paneis fotovoltaicos.

Entre as instalacións máis representativas encóntranse:

- Placas solares nas Illas Cíes.
- Balneario de Arnoia.
- Faro de Ons.

Merece especial mención o desenvolvemento que experimentou a enerxía solar fotovoltaica no contorno marítimo: en repetidores de radiofrecuencia, emisores de sinais marítimos e faros do litoral galego.²⁷

A UE, no seu Libro Branco, prevé un aumento significativo na instalación de enerxía solar, tal e como se reflicte na seguinte táboa:

	Xeración 1995 (ktep)	Xeración 2010 (ktep)
Solar fotovoltaica	2	260
Solar térmica	300	4.000
Total solar	302	4.260

Obxectivos da UE para o ano 2010

En España, tendo en conta o elevado potencial existente de enerxía solar, deséxase aumentar de forma considerable o número de instalacións desta natureza:

	1998	2010
Solar térmica	340.892 m ²	4.840.892 m ²
Solar fotovoltaica	8,6 MW	144 MW

Obxectivos de España para o ano 2010

As previsións de desenvolvemento da enerxía solar en Galicia están moi condicionadas polos futuros desenvolvementos tecnolóxicos, que deberían permitir unha diminución dos custos actuais por kW instalado, posibilitando o investimento. Neste escenario espérase que a finais do ano 2010 se encontren instalados uns 5 MWp de paneis solares e uns 40.000 m² de paneis térmicos. Para iso será fundamental o uso deste tipo de enerxías en núcleos de vivendas rurais illadas.

²⁷ Así mesmo hai instaladas placas solares en hoteis, chalets e en centros experimentais, na ETS de Enxeñeiros Industriais de Vigo e existen módulos fotovoltaicos de apoio á subministración de auga potable mediante bombeo en Rairiz da Veiga (Ourense). Tamén hai que subliñar o aproveitamento térmico da enerxía solar nas típicas "galerías", as cales son un importante elemento termorregulador na climatización da vivenda galega.

Previsión 2010	
Solar térmica	40.000 m ²
Solar fotovoltaica	5 MW

Previsión Galicia para o ano 2010

Segundo esta previsión, a achega de enerxía solar ó balance enerxético sería duns 2 ktep, cifra pouco significativa para os efectos de planificación enerxética.

F) Xeotérmica

Denomínase enerxía xeotérmica aquela que procede da calor almacenada no interior da terra e que, ás veces, maniféstase na cortiza terrestre en forma de augas termais, fumarolas ou outras.

Na seguinte táboa indícase o número de fontes xeotérmicas existentes en Galicia con temperatura de surxencia superior a 20°C, das que soamente existen depósitos con temperatura de surxencia maior de 60°C na provincia de Ourense.

PROVINCIAS	Nº de fontes T^a > 20°C
Coruña	3
Lugo	3
Ourense	25
Pontevedra	7
TOTAL	38

Fontes xeotérmicas galegas

A continuación indícase o potencial hidrotérmico superficial de Galicia:

	Caudal (l/s)	Temperatura (°C)	Enerxía (tep/ano)
A Coruña	37,0	35,8	2.567
Lugo	5,4	40,9	509
Ourense	95,7	44,5	9.046
Pontevedra	89,4	50,0	10.095
TOTAL	227,5		22.217

Potencial xeotérmico galego

Fonte: IDAE

O potencial de enerxía xeotérmica de Galicia oscila entre 120 e 30 ktep/ano. Non obstante, dado que a súa temperatura non alcanza os 100°C, o seu aproveitamento para xeración eléctrica é variable. Soamente serían aproveitables mediante 30 MWth, bombas de calor, que supoñerían a xeración de 12 ktep. Sen embargo os resultados previsibles son inferiores pola escasa rendibilidade dos investimentos.

A enerxía xeotérmica contribúe escasamente á produción total da enerxía renovable na UE.

Calcúlase que a capacidade de produción xeotérmica de electricidade da UE (500 MW en 1997), poderíase duplicar no 2010. Pola súa parte, a calor xeotérmica de baixa temperatura destínase en aplicacións domésticas. A capacidade da Unión Europea neste campo era de 750 MWth e concentrábase en Francia e Italia. No ano 2010 poderíanse alcanzar os 3.500 MWth.

En España o Plan de Fomento das Enerxías Renovables (P.F.E.R.) non contempla obxectivos concretos de produción xeotérmica, por canto estes son de difícil cuantificación e por non dispoñerse da tecnoloxía adecuada que permita a súa explotación comercial.

Do mesmo modo considérase que a achega da enerxía Xeotérmica ó balance enerxético galego non será significativa no ano 2010.

G) Enerxía maremotriz

O movemento das augas dos océanos supón unha fonte de enerxía practicamente inesgotable, pero de difícil aproveitamento. A dispersión desta enerxía e a corrosividade das augas do mar, entre outras causas, supón problemas prácticos aínda non amañados.

Existen diversas alternativas para o aproveitamento da enerxía do mar: enerxía das mareas, das ondas, das correntes mariñas e a conversión da súa enerxía térmica. Delas deben destacarse o aproveitamento da enerxía das mareas e o das ondas.

As perspectivas de desenvolvemento a curto prazo da enerxía das mareas son mínimas, pola baixa rendibilidade e a elevada agresión ambiental que supón.

Diferente valoración merece a enerxía das ondas. O problema inherente a esta fonte renovable é a súa baixa densidade de enerxía, ó que se une a súa difícil explotación. Sen embargo, a enerxía dispoñible é grande, xa que a potencia media en mar aberto en Galicia é aproximadamente de 35 kW/m, baixando considerablemente nas proximidades da costa, onde é duns 5 kW/m.

Con estas consideracións o potencial de Galicia en enerxía das ondas sería de:

	Potencia (MW)	Enerxía (ktep/ano)
Costas da Coruña	6.130	5.000
Costas de Lugo	2.630	2.000
Costas de Pontevedra	1.480	1.000
TOTAL	10.240	8.000

Potencial Galego en enerxías das ondas

Debido ás limitacións ambientais, técnicas e económicas, o dito potencial é inalcanzable na actualidade e o seu desenvolvemento dependerá en gran medida da evolución tecnolóxica.

En Galicia existen aproveitamentos illados de pequena potencia, con boias tipo Nasuda, en distintos puntos da costa, empregados para sinalización marítima.

O proxecto de investigación máis significativo que se suscitou é o denominado “Olas 1.000” cunha potencia total de 1 MW.

Nin o Libro Branco da UE nin o Plan de Fomento das Enerxías Renovables en España contemplan obxectivos concretos respecto á enerxía que se obtén do mar. Non obstante, estanse realizando importantes esforzos en investigación e desenvolvemento para o aproveitamento deste recurso.

8.1.2. Obxectivo 2010

A partir das conclusións dos apartados anteriores, o escenario de xeración enerxética previsto para o ano 2010 sería o seguinte.

XERACIÓN	Ano 2010	
	Potencia Instalada (MW)	Producción media de Enerxía final (ktep)
Hidráulica	2.759	525
Minihidráulica	215	65
Eólica	3.000	700
Biomasa	93	280
Outras renovables	0	4
TOTAL	6.067	1.574

Situación prevista en Galicia en 2010 respecto ós obxectivos da UE

Contribución das enerxías renovables	Obxectivo UE 2010	Obxectivo UE- España 2010	Previsión Galicia ⁽¹⁾ 2010
Respecto ó consumo de enerxía eléctrica (sen considerar a gran hidráulica como E.R.)	12,5 %	17,5 %	50 %
Respecto ó consumo de enerxía eléctrica (Considerando a gran hidráulica como E.R.)	22,1 %	29,4 %	83 %

Previsión xeración renovables 2010

⁽¹⁾ Considerouse un incremento anual do consumo de enerxía eléctrica en Galicia dun 2 %, o que significaría pasar dun consumo de 1.300 ktep en 1999 ó redor dos 1.600 ktep no 2010.

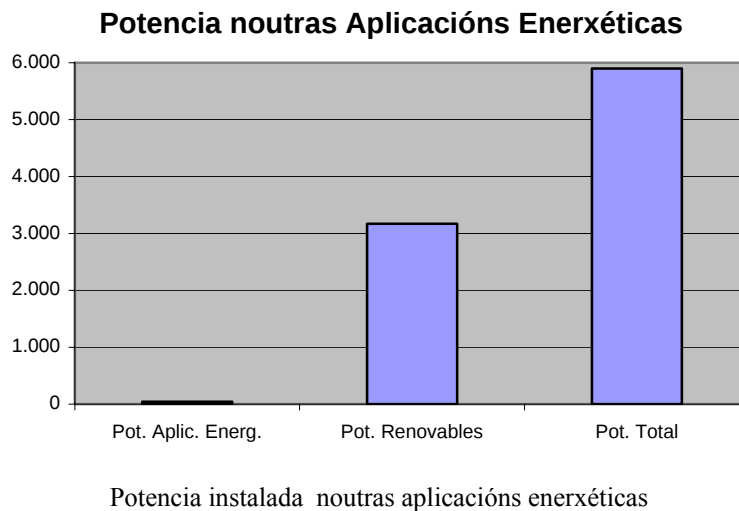
8.2. Outras aplicacións enerxéticas

Neste apartado, o estudo das aplicacións enerxéticas realizarase en base á seguinte clasificación: R.S.U., residuos industriais, enerxías residuais e tratamentos enerxéticos residuais²⁸.

Pese a que este tipo de aplicacións enerxéticas non provén de fontes de enerxía renovables, incluíronse no Libro Branco, debido ó problema que representan os residuos para o ambiente e á necesidade de minimizar o seu impacto, reciclándoos e, se é posible aproveitándoos enerxeticamente.

En 1998 a potencia instalada en Galicia neste tipo de aplicacións enerxéticas era de 41 MW.

²⁸ Coa denominación de residuos designanse, en xeral, todas aquelas materias xeradas nas actividades de produción e consumo que non alcanzan, no contexto no que son producidas, ningún valor económico. Isto pode ser debido tanto á falta de tecnoloxía adecuada para o seu aproveitamento, como á inexistencia dun mercado para os produtos recuperados.



A) R.S.U.

En Galicia xéranse anualmente máis de 800.000 Tm de R.S.U. Para o seu tratamento, o Plan Sogama dispón dunhas instalacións cunha capacidade de tratamento anual de máis de 600.000 Tm. Prevese que a planta termoeléctrica entre en funcionamento a finais do ano 2000. A potencia prevista é de 50 MW xerando unha enerxía eléctrica anual de 35 ktep.

Para que este proceso sexa realizable é preciso unha achega de calor adicional, que será subministrada por unha planta de coxeración con motores que utilizarán como combustible gas natural.

Por outra parte, encóntrase en fase de autorización administrativa unha planta de coxeración na Coruña que utiliza como combustible biogás de vertedoiro e que ten unha potencia de 6,28 MW.

Non se prevén maiores actuacións neste campo, polo que a achega final ó balance enerxético será de 35 ktep.

B) Residuos Industriais

Na actualidade en Galicia estanse realizando aproveitamentos enerxéticos dos residuos industriais. A continuación cítanse os máis importantes.

- Licores negros

Na fabricación de pasta de papel, xéranse residuos (licores negros) que se utilizan para xerar calor e electricidade. En 1998 obtívose a partir destes residuos unha enerxía de 119 ktep.

- Aceites usados e Residuos Marpol tipo A, B e C

En 1998 autorizouse a dúas empresas galegas a recollida e tratamento de aceites usados e residuos de embarcacións.

Actualmente encóntranse en fase de tramitación administrativa catro plantas de coxeración que utilizarán como combustibles este tipo de residuos.

- Dúas plantas de 7,35 MW/ud. que utilizarán como combustible aceites.
- Unha planta de 7 MW que utilizará como combustible aceite residual de talleres, industrias e barcos, cunha capacidade de tratamento prevista de 22.000 Tm/ano.
- Unha planta para o tratamento integral dos Residuos Marpol.

A Lexislación Europea obriga a rexerar polo menos un 20% dos aceites lubricantes tratados. Considerando que en Galicia xéranse anualmente unhas 30.000 Tm de aceites lubricantes, débense rexerar 6.000 Tm, quedando para uso enerxético 24.000 Tm, o que supón un aproveitamento enerxético de 14 ktep.

No caso dos residuos Marpol, a cantidade a reciclar estímase en 15.000 Tm, o que permitirá obter 8 ktep.

- Pneumáticos

Os pneumáticos posúen un alto P.C.I. (7.726 kcal/kg). Estímase que en Galicia se recollen anualmente unhas 24.000 Tm de pneumáticos usados, o que permitiría instalar unha central de valorización enerxética de 15 MW.

Sen embargo considérase que de aquí ó ano 2010 unicamente se instalarán plantas de tratamento para aproveitar enerxeticamente 12.000 Tm/ano, polo que a enerxía final obtida será duns 3 ktep.

C) Enerxías Residuais

A única enerxía residual que se utiliza actualmente en Galicia é o gas de refinería obtido no proceso de refinamento do petróleo, que se queima nunha planta de coxeración de 41 MW e nos fornos da refinería para xerar calor. En 1998, a enerxía final obtida foi de 123 ktep. Así mesmo utilízanse como combustible os residuos de limpeza dos tanques, queimándoos no croquer.

D) Tratamentos Enerxético-Ambientales.

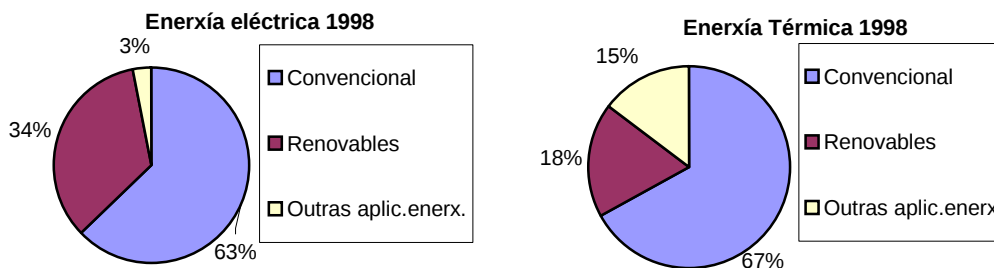
Para o ano 2010 prevese que haxa instalados 50 MW baseados neste tipo de tratamentos a partir dos cales será posible obter unha enerxía final de 15 ktep.

E) Enerxías residuais no 2010

Na seguinte táboa resúmese a achega das enerxías residuais en Galicia en 1998.

Enerxía final 1998 (ktep)	
R.S.U.	-
Residuos Industrias	125
Enerxías Residuais	123
Tratamentos enerxéticos ambientais	-
TOTAL	248

Xeración galega mediante enerxías residuais no ano 1998



Achega das aplicacións enerxéticas ó balance galego

Na UE, o V Programa Marco, relativo á Enerxía, Ambiente e Desenvolvemento Sostible, recomenda a adopción de certas medidas de fomento do uso sostible dos recursos, entre os que se encontra a maximización do reciclado e a reutilización dos materiais que compoñen os R.S.U.

En España, o Plan de Fomento das Enerxías Renovables pretende que a valorización enerxética dos residuos sólidos triplique, no ano 2010, a produción de finais de 1999.

1998				2010		
	Potencia (MW)	Enerxía primaria (ktep)	Xeración elétrica (ktep)	Potencia (MW)	Enerxía primaria (ktep)	Xeración elétrica (ktep)
R.S.U.	94	247	50	262	683	159

Obxectivos de España para o ano 2010

En Galicia, tal e como se considerou nos apartados anteriores, estímase que a xeración mediante aplicacións enerxéticas será a seguinte:

Enerxía final 2010 (ktep)	
R.S.U.	35
Residuos industriais	90
Enerxías residuais	176
Tratamentos enerxéticos ambientais	15
TOTAL	316

Previsión Galicia para o ano 2010

9

*Aforro e
eficiencia enerxética*

9. AFORRO E EFICIENCIA ENERXÉTICA

Dentro das políticas enerxéticas deseñadas polos países industrializados, particularmente naqueles como o noso que non dispoñen de recursos enerxéticos abundantes, o uso racional da enerxía cos aforros de todo tipo que comporta, pasa a ser invariablemente un dos obxectivos prioritarios.

A isto debemos engadir que nos nosos días o aforro enerxético responde non só a un motivo de escaseza de recursos, senón tamén á necesidade de preservar o ambiente, xa que, como consecuencia da utilización de combustibles fósiles, prodúcense concentracións de CO₂ e doutras substancias contaminantes na atmosfera, que provocan aumento da temperatura ambiental e o conseguinte cambio climático.

Por estes e outros motivos de carácter económico, os cidadáns deben dispoñer da información e dos coñecementos necesarios que lles permitan racionalizar as súas actuacións no ámbito enerxético e valorar as súas consecuencias sobre o ambiente e o custo da enerxía.

Calquera medida dirixida a mellorar a eficiencia enerxética e a reducir o consumo, influirá positivamente no ratio "*consumo de enerxía / P.I.B.*" e contribuirá á achega dun desenvolvemento sostible.

9.1. Sector industrial

Durante a década dos oitenta, a Xunta de Galicia realizou gratuitamente diagnósticos e auditorías enerxéticas en máis de 500 empresas gallegas.

Estes estudos mostraron o altísimo interese das estratexias de aforro e diversificación enerxética en Galicia, dado que as posibilidades eran grandes, e aínda os consumos específicos eran elevados, a dependencia dos produtos petrolíferos moi alta, e o nivel de utilización de fontes de enerxía renovables, baixo.

A caída dos prezos dos combustibles fósiles e as considerables vantaxes económicas e enerxéticas dos proxectos de coxeración fomentaron a implantación destas

infraestructuras en 64 industrias galegas, o que contribuíu a aumentar a eficiencia enerxética global. A finais de 1999 había instalados 438 MW eléctricos cunha xeración de enerxía eléctrica de 235 ktep/ano. A realización destes proxectos supuxo o aforro de 248 ktep/ano e evitou a produción de 188.000 T/ano de CO₂, 7.200 T/ano de SO₂ e 1.675 T/ano de NO_x ²⁹.

O escenario enerxético actual, no que destaca o repunte histórico do prezo dos combustibles fósiles e a entrada en vigor da Lei do Sector Eléctrico (que non só modificou o marco retributivo do réxime especial, senón que, ademais, introduciu o concepto de “consumidor cualificado”), obriga, quizais hoxe máis ca nunca, a volver estudar as posibilidades de aforro enerxético nas empresas e asesorar ós industriais, de maneira que saiban elixir entre as distintas opcións enerxéticas e conseguir maior competitividade.

O consumo de enerxía final do sector industrial galego foi de 1.665 ktep en 1998, coa seguinte distribución: 1.043 ktep (62,6%) en electricidade e 622 ktep (37,3%) en calor.

Galicia dispón de industrias de consumo intensivo de enerxía (aluminio, aliaxes de ferro, siderurxia, cemento, pasta de papel, cerámica, conservas de peixe, 1º e 2º transformación da madeira e outras), polo que é necesario poñer en práctica unha serie de medidas que permitan a mellora da eficiencia enerxética en relación ó crecemento da economía, converténdose a enerxía nun instrumento para a mellora da competitividade empresarial e da calidade de vida.

Á vista da Estatística Enerxética de Galicia, obsérvase que o sector industrial asume o maior consumo de enerxía. Por iso unha das primeiras medidas para mellorar a eficiencia e o aforro enerxético é dispoñer dunhas infraestructuras adecuadas de transporte e distribución de produtos enerxéticos, sendo moi importante a localización das empresas de acordo coa dispoñibilidade de recursos enerxéticos e a súa diversificación. Con este obxectivo, acompañanse a continuación o plano nº 3 (infraestructura gasista e polígonos industriais) e o plano nº 4 (infraestructura eléctrica alta tensión e polígonos industriais).

²⁹ Estes datos obtéñense ó comparar o impacto ambiental da xeración de electricidade nunha central térmica convencional que utilice hulla como combustible e unha central de coxeración que consuma gasóleo.

Ambos planos, permiten destacar dunha maneira fundamentada aqueles puntos da xeografía galega especialmente aptos para a instalación de empresas e aqueles outros que precisan de intervencións en materia de apoio enerxético.

Vista a importancia actual e futura da enerxía, non cabe a menor dúbida de que o tema enerxético debe ser afrontado desde unha óptica de xestión, da mesma maneira que se tratan os outros recursos empregados polas empresas. Non se debe esquecer que as industrias viron como a enerxía pasou de representar un factor marxinal na súa estrutura de custos a ser un capítulo importante da mesma.

Por subsectores, en función da experiencia adquirida, pode afirmarse que as posibilidades de aforro en Galicia son as que a continuación se indican:

SECTOR	POSIBILIDADE DE AFORRO (%)
- Industria alimentación	14
- Industria cerámica	12
- Industria madeireira	10
- Industria química	10
- Outros sectores	15

- Industria alimentación: O aforro oscila entre o 8 e o 18%, sendo o valor máis probable o 14%.
- Industria cerámica: A posibilidade de aforro varía entre o 8 e o 20%, cun 12% como valor máis probable.
- Industria madeireira: O aforro oscila entre o 5 e o 15%, sendo o 10% o valor máis probable.
- Industria química: A posibilidade de aforro varía entre o 7 e o 15%, cun 10% como valor máis probable.
- O resto dos subsectores, conta cunhas posibilidades de aforro que van do 5 ó 20%, estimándose o 15% como valor máis probable.

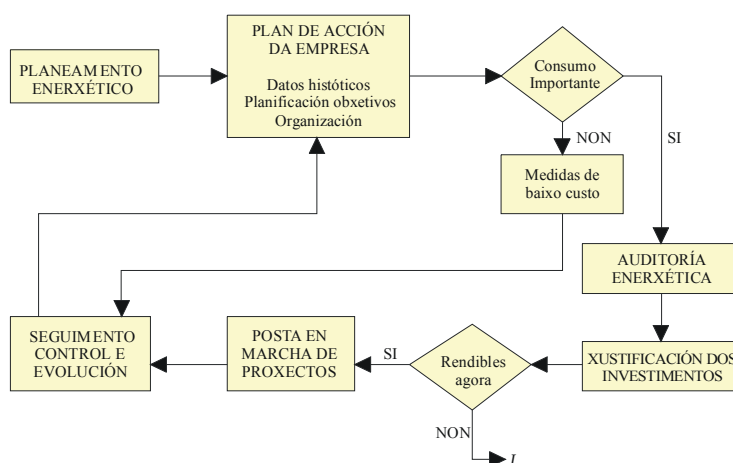
En conxunto, e sen ter en conta as posibilidades de substitución de combustibles, sería posible un aforro anual aproximado do 10% do consumo final directo en Galicia, equivalente a 245 ktep/ano, sen considerar as posibilidades de aforro existentes nos cinco grandes consumidores implantados na rexión (Alúmina-Aluminio, Ence e as Centrais Térmicas de Sabón, Meirama e As Pontes), no sector de transporte e pesca e no sector doméstico.

Entre as accións que se van desenvolver para conseguir os obxectivos de aforro e eficiencia enerxética, figuran:

- A xestión enerxética: Auditorías enerxéticas

A xestión enerxética defínese como a análise, planificación e toma de decisións co fin de obter o maior rendemento posible da enerxía, que permita reducir o consumo da mesma, sen diminuír o nivel de prestacións.

Para alcanzar estes obxectivos será imprescindible elaborar nas empresas un programa de xestión enerxética, cun esquema que, sintetizado, é o seguinte:



As empresas que polo seu consumo enerxético comprobaren que non se xustifica afondar excesivamente no tema, poden aplicar directamente pequenas medidas de baixo custo.

As empresas que desexen abordar de forma sistemática e completa a conservación da enerxía a fin de obter uns resultados continuados no tempo e poñendo da súa parte as máximas posibilidades de asegurar a súa competitividade nos próximos cinco anos, deberán realizar unha auditoría enerxética.

As auditorías deben incluír:

- Información dos procesos productivos.
- Consumos globais da planta.
- Consumos por áreas ou centros de utilización.
- Análise de custo de enerxía.
- Valoración de enerxías propias autoproducidas.
- Determinación de medidas de aforro e mellora.
- Xustificación dos investimentos.

- Estudos sectoriais

É fundamental identificar por sectores o potencial de aforro sobre os consumos enerxéticos e a súa accesibilidade ó mercado enerxético.

Por isto débense realizar estudos sectoriais que introduzan melloras nos rendementos dos procesos productivos e fomenten a substitución de equipos por outros de maior eficiencia enerxética.

Estes estudos permitirán obter múltiples datos sectoriais, tales como: distribución do consumo por fontes, por equipos, por ciclos productivos, potencial, ratios de consumo, aforro por medidas de conservación e outros.

A publicación dos resultados destes estudos, cuns datos que estarán protexidos polo segredo estatístico, axudarán ós industriais a coñecer as posibilidades de aforro nas súas empresas.

- Desenvolvemento de proxectos de demostración

A operación de demostración é un dos procedementos de axuda ó industrial para a consecución de aforro de enerxía e permiten facilitar a primeira realización a escala industrial, dunha nova técnica nun sector industrial.

Estas operacións ou proxectos, poden clasificarse en:

- Demostracións de novas aplicacións das técnicas coñecidas de aforro enerxético. Normalmente aplícanse a un sector, no que as ditas técnicas non foron experimentadas anteriormente.
- Demostracións da aplicación de tecnoloxías modificadas, capaces de lograr unha mellor utilización da enerxía e adaptadas ós novos condicionamentos da industria.
- Demostración da aplicación de novas tecnoloxías, por vez primeira nunha actividade industrial.

O potencial de aforro dependerá do grao de madurez dos equipos existentes nas empresas e o seu atraso tecnolóxico con respecto ós derivados das novas tecnoloxías.

Por iso, como continuación ós estudos sectoriais, as melloras de deseño e operación que se propoñan relativos a unha optimización do consumo enerxético, poderán ser obxecto de actuacións piloto que permitan avaliar técnica (verificación de rendementos,

aplicación de tecnoloxía axeitada) e economicamente equipos e ciclos productivos de tecnoloxías innovadoras.

As experiencias piloto, non só se reducirán a equipos e ciclos productivos, senón que ademais se complementarán con medidas de xestión, novas técnicas de mantemento e operación, formación especializada do persoal e informatización dos procesos e da xestión enerxética para a súa optimización.

- Diversificar fontes enerxéticas

Durante o último ano e como consecuencia da suba do prezo do petróleo, a enerxía experimentou uns aumentos de custo considerables, que están afectando á rendibilidade de moitas instalacións.

Por este motivo, é fundamental diversificar as fontes enerxéticas nas nosas empresas, mediante a introducción do gas natural e o aproveitamento de subproductos industriais susceptibles de aproveitamento enerxético, que permitirán reducir a factura enerxética, incrementar a taxa de cobertura con recursos propios e diminuír o impacto ambiental.

O gas natural impoñerase nos próximos anos a outras enerxías convencionais e contribuirá ó aforro de enerxía: o feito de que se consuma nos puntos de utilización sen sufrir transformacións relevantes e sen perdas sensibles no seu transporte e distribución, é xa un factor notable de aforro de enerxía para o país.

A todo isto, ademais hai que engadir o potencial de aforro e uso eficiente da enerxía que introduce a utilización do gas natural, como consecuencia de: a flexibilidade do seu uso, os elevados rendementos e a estabilidade dos seus prezos.

- Promover a coxeración e trixeración

A entrada en vigor da Lei 54/97 do Sector Eléctrico e do R.D. 2818 que regula a produción de enerxía eléctrica por instalacións abastecidas por recursos ou fontes de enerxía renovables, residuos e coxeración, xunto coa tendencia alcista dos prezos dos combustibles, motivou un forte retroceso na implantación deste tipo de centrais. Sen embargo, a chegada do gas natural, que presenta uns prezos máis estables que os combustibles derivados do petróleo activará novamente a instalación deste tipo de proxectos.

A coxeración presenta as seguintes vantaxes:

- Diversifica a capacidade de abastecimento enerxético.
- Garante a subministración eléctrica.
- Permite producir nun só sistema electricidade e calor.
- Incide na competitividade dunha empresa.
- Diminúe o consumo de enerxía primaria do país

Como xa se indicou no capítulo 6 do presente libro, a viabilidade das plantas de coxeración depende de diversos factores, entre os cales se poden destacar: o combustible utilizado, o aproveitamento da calor, as horas de funcionamento da planta, o custo de mantemento e os prezos de venda dos excedentes de enerxía eléctrica.

- Formación de técnicos enerxéticos nas empresas

A práctica da xestión enerxética require dispoñer de certos coñecementos de carácter pluridisciplinar. Por unha parte supón empregar recursos e ferramentas de xestión, e por outro lado habilidades e coñecementos de tipo técnico e tecnolóxico ligados ó tipo de industria ou organización na que se consome a enerxía.

Con frecuencia a responsabilidade sobre a enerxía consumida por unha empresa, encóntrase distribuída ó longo de diversos departamentos desta, non existindo unha persoa encargada de levar a cabo unha análise crítica do tipo de enerxías que se consomen, das condicións nas que se adquiren, e a efectividade con que se utilizan.

Por iso é necesario realizar seminarios que ofrezan ós participantes recursos, coñecementos e unha visión de conxunto que permita optimizar o consumo enerxético.

Polo tanto, resulta conveniente formentar a creación nas empresas da figura do “Coordinador Enerxético”, cunha misión que será a de transmitir e promover ideas, indicando os obxectivos enerxéticos que se queren lograr.

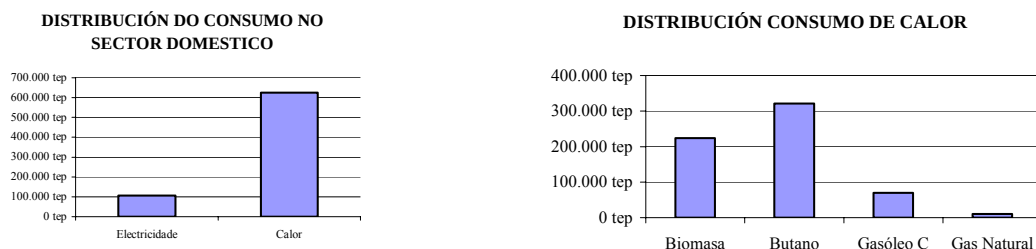
9.2. Sector terciario: servicios e doméstico

9.2.1. Situación actual

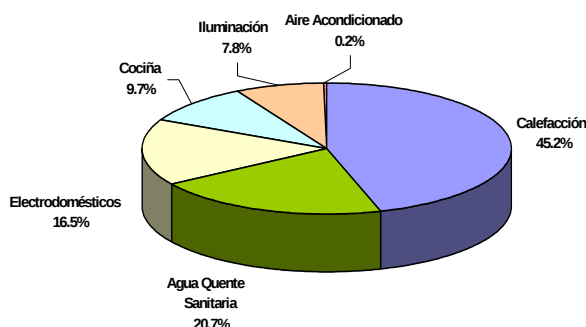
Os consumos enerxéticos do sector terciario aumentaron en Galicia durante os últimos anos a maior ritmo que noutras rexións de España, como consecuencia do aumento da actividade económica, o turismo e a calidade de vida.

O consumo enerxético en Galicia en 1998 foi de 4.300 ktep, dos cales 732 ktep (17%) corresponden a usos domésticos.

Consumo de enerxía no sector doméstico en Galicia



No diagrama de barras da esquerda do gráfico anterior representábase a distribución do consumo no sector doméstico: electricidade e calor. No diagrama da dereita apréciase a distribución do consumo de calor.



Fonte: IDAE

Estructura do consumo enerxético do sector residencial

No anterior diagrama circular obsérvase que a calefacción e a auga quente sanitaria (A.Q.S.) representan o 66% do consumo enerxético doméstico.

Os estudos de demanda de enerxía realizados polo Instituto Enerxético de Galicia (INEGA) prevén que o consumo enerxético do sector doméstico galego aumentará durante os próximos anos a maior ritmo có doutras rexións, como consecuencia de:

- Maior equipamento de electrodomésticos
- Mellora da subministración de enerxía eléctrica en zonas rurais
- O crecemento do turismo
- A chegada do gas natural

Estas melloras en infraestructuras permitirán a instalación de calefacción individual ou central en moitas vivendas, alcanzando Galicia os niveis de consumo das rexións economicamente máis avanzadas.

9.2.2. Obxectivos

O sector terciario presenta uns acondicionamentos que fan moi difícil calquera tipo de actuación, que presente uns ratios de rendibilidade aceptables, debido fundamentalmente a:

- Consumos individuais moi baixos.
- Gran dispersión do consumo.

En conxunto, e sen ter en conta as posibilidades de substitución de combustibles, sería posible un aforro anual aproximado do 25% do consumo final directo en Galicia, cun grao de realización do 30% equivalente a 55 ktep/ano.

Actuacións importantes a emprender, para un maior e mellor aproveitamento enerxético, deben contemplar accións de:

- Auditorías enerxéticas en dependencias do sector servicios

As auditorías enerxéticas permitirán cuantificar os custos enerxéticos e determinar as medidas de racionalización e aforro aplicables, sempre baixo o punto de vista dun maior e mellor uso da enerxía sen diminuír a calidade do servicio e confort das instalacións.

- Estudos sectoriais

Ó igual có sector industrial, hai no sector terciario unha serie de subsectores como o hospitalario, hoteleiro, grandes superficies comerciais, etc., que pola súa importancia ou entidade merecen un estudo específico.

Estes estudos, permitirán calcular os ratios máis significativos do uso da enerxía para posibilitar a súa comparación con instalacións ou usos similares, así como para facilitar o seguimento da evolución das mesmas.

- Desenvolvemento de experiencias piloto

Ó igual ca no sector industrial, fomentárase a realización de experiencias de "tipo piloto" que permitan analizar a viabilidade técnico-económica de novos equipos e tecnoloxías que contribúan a reducir os consumos enerxéticos.

Os resultados das ditas probas serán publicadas en distintos medios de comunicación, para que o sector poida ter coñecemento da evolución tecnolóxica dos ditos equipos.

- Diversificar fontes enerxéticas (gas natural)

Coa chegada do gas natural os cidadáns poderán elixir distintas alternativas para a subministración enerxética ás súas vivendas.

A finais de 1999, 43.000 clientes dispoñían de gas natural e as previsións apuntan a que no ano 2004 serán 160.000 os clientes que teñan acceso a este combustible cun consumo estimado de 135 ktep no sector doméstico e comercial.

- Fomentar a coxeración e trixeración

A produción simultánea de calor, frío e electricidade no son exclusivos do sector industrial. Polo contrario, en certos subsectores do sector terciario, tales como o hospitalario, hoteleiro, ou as superficies comerciais, que presentan demandas continuas de enerxía en electricidade e climatización, presentan elevados ratios de rendibilidade económica.

- Aproveitamento da enerxía solar en vivendas

A utilización máis estendida deste tipo de enerxía é a produción de auga quente a baixa temperatura, mediante a utilización de colectores solares planos situados na superficie dos edificios e a produción de electricidade a partir do denominado efecto fotovoltaico.

Fomentárase a implantación de sistemas autónomos híbridos, aproveitando a enerxía do sol e do vento, con soporte de grupo diesel naquelas instalacións afastadas da rede eléctrica.

- A Certificación Enerxética de Vivendas

En 1993 a Unión Europea aprobou a Directiva 93/76/CEE co obxectivo de que os Estados membros limitasen as emisións de dióxido de carbono, mediante a mellora da eficacia enerxética. Para isto debían establecer e aplicar programas en varios ámbitos de actuación, entre os que se incluía a Certificación Enerxética de Vivendas (C.E.V.)

Coa implantación da C.E.V., preténdese mellorar a calidade das vivendas no referente ós aspectos enerxéticos e como consecuencia disto, conseguírase reducir as emisións de CO₂ e mellorar as condicións ambientais.

Actualmente, os Ministerios de Ciencia e Tecnoloxía e de Fomento están elaborando un Real Decreto co que se pretende dar cumprimento ás previsións da Directiva 93/76 en materia de certificación enerxética relativa ós edificios de vivendas.

Está previsto que no 2001 se poña en marcha a certificación, que terá carácter voluntario durante o período dun ano desde a data de entrada en vigor do Decreto. A partir de entón será obrigatoria nos novos edificios destinados a vivenda, e voluntario nos xa existentes.

9.3. Sector institucional

De maneira continua, e ano tras ano, increméntanse os gastos municipais relacionados co consumo enerxético das instalacións (iluminación pública, bombeo de auga, dependencias municipais e servizos en xeral) o que obriga a manter os consumos enerxéticos dentro dunhas marxes controladas.

Isto só é viable a través dunha planificación de xestión técnica que avalíe a súa importancia económica e a súa repercusión na redución de custos e incremento na eficiencia dos servizos.

No ano 1988 e promovido pola Xunta de Galicia, iníciase o programa de optimización e racionalización do gasto enerxético nos concellos galegos.

Este programa contemplaba a realización de auditorías enerxéticas nas instalacións dependentes dos concellos co fin de cuantificar os seus custos e determinar as medidas de aforro aplicables, sempre baixo o punto de vista dun maior e mellor aproveitamento enerxético.

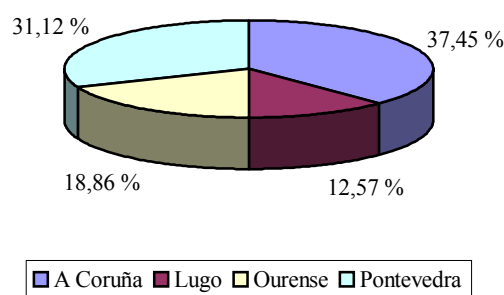
Desde o comezo do programa realizáronse 279 auditorías enerxéticas nas catro provincias galegas, atendendo a 192 municipios de menos de 50.000 habitantes.

En base ós datos obtidos indícanse a continuación os consumos enerxéticos dos Concellos da Comunidade Autónoma de Galicia.

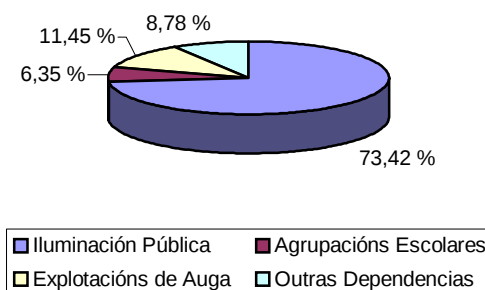
	CONSUMO ENERXÉTICO (ktep/ano)	CUSTO ENERXÉTICO (kpts/ano)
- ELECTRICIDADE	23,6	4.633
- GASÓLEO C	7,2	248
TOTAIS	30,9	4.882

* Ano 1997

A continuación, indícasenos as porcentaxes do consumo eléctrico distribuído por provincias.



Así mesmo, expónse a porcentaxe do consumo eléctrico distribuído entre os principais grupos de consumo: Iluminación Pública, Agrupacións Escolares, Explotacións de Auga e Outras Dependencias.

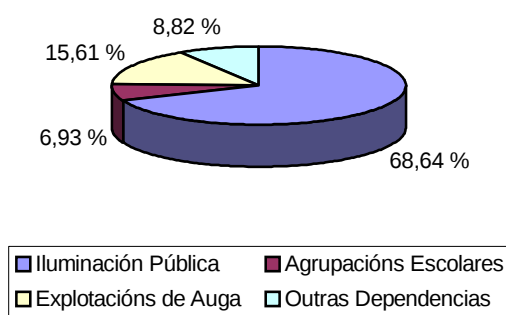


En base ós resultados obtidos nos 192 municipios auditados, considérase que é posible reducir os custos enerxéticos en cantidades que oscilan ó redor do 25%.

O aforro anual que se podería alcanzar estímase en 982 millóns de pesetas ano co seguinte desglose:

	Aforro (kpts/ano)
- Iluminación Pública	674.000
- Agrupacións Escolares	68.000
- Explotacións de Auga	153.000
- Outras Dependencias	87.000
TOTAL	982.000

A distribución en porcentaxe deste aforro de 982 millóns de pesetas queda reflectida segundo o gráfico que a continuación se presenta.



Os resultados obtidos ata o momento demostran as importantes posibilidades de aforro de enerxía, e como consecuencia, de aforro económico, que se poden alcanzar a través dunha adecuada xestión enerxética.

Os investimentos necesarios para alcanzar estes resultados oscilan entre un 65 e un 75% dos custos enerxéticos anuais, é dicir, uns 4.000 millóns de pesetas, cun período de amortización medio de aproximadamente catro anos.

Entre as medidas que se propoñen para conseguir os ditos obxectivos, figuran:

- Realizar auditorías enerxéticas

A auditoría enerxética, aínda que imprescindible, é soamente o inicio dun proceso continuado de xestión, e non unha acción puntual. Os parámetros e indicadores que se obteñan, haberán de servir de base para o posterior seguimento das melloras que se leven a cabo, e permitirán verificar se o plan de aforro enerxético proposto logrou os seus obxectivos, alertando, no seu caso, sobre a necesidade de emprender novas actuacións.

Todo isto redundará, sen dúbida, en beneficio da xestión municipal e, polo tanto, no maior benestar, seguridade e calidade de vida dos habitantes dos municipios.

- Elaboración de plans de optimización enerxética municipal

Un "plan de optimización enerxética municipal" permitirá a consecución dos obxectivos previamente marcados na auditoría, proporcionando por unha parte, as actuacións necesarias para obter o máximo rendemento enerxético con elevados ratios de rendibilidade e, por outra as directrices de organización dos servicios que teñen incidencia no gasto enerxético (sistemas de mantemento, planificación de operacións, mercas e stocks, etc.).

O Plan de Optimización Enerxética desenvolverase en dous ámbitos diferenciados, con tres niveis de actuación.

O primeiro ámbito de actuación corresponde ó uso e consumo da enerxía eléctrica, correspondendo o segundo ós combustibles.

En cada caso os niveis de actuación, serán:

- Medidas que con pequena o nulo investimento supoñan aforros inmediatos e significativos.
- Medidas que supoñan aforros importantes e requiran investimentos significativos con prazos de amortización razoables.
- Medidas aconsellables para a mellora da eficiencia, aínda que de longa amortización.

- Desenvolvemento de proxectos de coxeración e trixeración

Actualmente estase desenvolvendo unha experiencia piloto, que consiste na implantación dunha central de coxeración de 500 kW con gas natural, nunha piscina climatizada municipal e desde a que se subministrará calor e electricidade a unha serie de dependencias municipais: piscina, pavillón polideportivo, centro de saúde, centro social, campo de fútbol e biblioteca.

Este proxecto permitirá analizar as posibilidades de extrapolación a outros municipios e comprobar as vantaxes asociadas a este tipo de proxectos, entre as que destacan:

- Optimización enerxética co conseguinte aforro económico en custos.
- Participación do Concello nos beneficios da sociedade de xestión da planta

10

*A nova regulamentación
xurídica da enerxía*



10. A NOVA REGULAMENTACIÓN XURÍDICA DA ENERXÍA

10.1. Aspectos xerais

A tradicional regulación normativa do sector enerxético caracterizouse polo seu carácter exhaustivo. A súa configuración como sector estratéxico para a economía, así como a natureza das actividades nel realizadas, que requiren certa coordinación técnica para manter a seguridade da rede e o servizo, xustificaban a súa suxeición a técnicas de planificación de carácter vinculante para os operadores, que se definían nos plans enerxéticos nacionais ou instrumentos similares. Tratábase, en definitiva, de abordar normativamente servizos esenciais para a comunidade, considerando que a súa prestación era un servizo público e someténdoa, por conseguinte, a unha regulación típica dos servizos desta natureza.

Este modelo de regulación constituía, por tanto, un modelo cerrado, con dereitos de exclusiva, caracterizado pola integración vertical de actividades³⁰ e presidido polos principios de planificación conxunta vinculante, explotación centralizada e remuneración baseada en custos.

Hai un par de décadas³¹ iniciouse un debate, que en definitiva resultou trascendental, entre os defensores do modelo tradicional e os defensores dun modelo aberto á competencia. É un debate non definitivamente cerrado, polo menos con carácter global, pero cada vez máis decantado cara ó modelo competitivo. No seo da UE, como antes en Estados Unidos ou Xapón, impúxose a idea de que é tecnicamente posible e economicamente desexable un modelo de regulación baseado en principios de mercado.

A introducción da competencia, neste sentido, é dificilmente atribuíble a algún axente ou factor en exclusiva; máis ben impúxose como consecuencia da innovación tecnolóxica, a evolución das forzas do mercado e o propio descender das economías nacionais.

³⁰ Tal integración, en distintos graos, abarca case sempre produción e transmisión e, en ocasións (a.e. Francia), distribución. Nalgúns Estados, a posición normativa vén determinada pola propiedade cruzada e a cooperación, cun efecto parecido ó da integración vertical (Bélxica, Países Baixos).

En Europa, algúns Estados integrantes da UE, en especial o Reino Unido, aplicaron, desde o inicio dos anos 80, unha política xeral de liberalización e privatización de sectores regulados (telecomunicacións, servizos financeiros e outros) que incluíu o mercado da enerxía (electricidade, gas). Non obstante, foi a Comisión Europea a que iniciou o debate, a raíz da presentación do seu Libro Branco sobre o Mercado Interior da Enerxía, en 1988, e, sobre todo, da súa primeira proposta de Directiva sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade, en 1992. En definitiva, as Directivas comunitarias sobre o mercado interior da electricidade (1996) e sobre o mercado interior do gas (1998), aínda que controvertidas, acabaron por impoñer a apertura á competencia.

A tendencia a liberalizar os mercados da enerxía na UE forma parte do proceso de consolidación e ampliación do mercado interior. Aínda que as razóns que impulsaron a apertura son moi diversas, resulta interesante deterse a analizar, sequera sexa brevemente, algunhas delas.

Desde un punto de vista estritamente xurídico, o fundamento da liberalización é bastante claro. O Tratado da CE concibe o mercado interior como unha zona sen fronteiras, na que deben estar garantidos a libre circulación de mercancías, a libre prestación de servizos e o dereito de establecemento. Estes principios aplícanse a todas as áreas da actividade económica, sen excepcións para a enerxía. Así (aínda que existan tratados distintos para o carbón e a enerxía nuclear³²) o petróleo, o gas e a electricidade, en xeral, están sometidos ás disposicións do Tratado. Isto significa, por exemplo en relación coa electricidade, que esta é, como tal, unha mercadoría (o que foi expresamente declarado polo Tribunal de Xustiza das Comunidades Europeas), que a súa venda é un servizo e que a posta en marcha dunha central eléctrica efectúase en exercicio do dereito a establecerse en calquera parte do territorio da UE. Deste xeito, é función da Comisión Europea, como gardiá do Tratado CE, asegurar a aplicación das normas do mercado interior, tamén ó ámbito da enerxía. En definitiva, a propia concepción do mercado interior europeo e a inexistencia de excepcións que puidesen xustificar a exclusión do sector enerxético do dito mercado, constitúen a razón xurídica última da súa desregulación.

³¹ En países como Estados Unidos, Xapón ou Noruega, nos que se abriu nos anos 70.

³² O Tratado da Comunidade Europea do Carbón e do Aceiro, denominado o Tratado de París de 1952, e o Tratado Euratom ou Tratado da Comunidade Europea da Enerxía Atómica de 1957.

Pero ademais da existencia dun marco xurídico favorable, outros factores de natureza política e económica, que afectaron á sociedade internacional, no seu conxunto, e respecto dos cales a UE no podía quedar á marxe, foron determinantes na supresión dos dereitos exclusivos e os monopolios na produción, transmisión e distribución da enerxía.

Así, desde unha perspectiva política, prodúcese un cambio nos modos de entender o funcionamento e a natureza mesma das empresas prestadoras de servizos públicos (a subministración enerxética concíbíase como tal, segundo vimos) que serviu de xustificación á liberalización de sectores regulados. Segundo as ideas imperantes hoxe en día, o feito de que este tipo de empresas desenvolvan a súa actividade ó abeiro dun marco normativo protector, e á marxe dos mecanismos do mercado, prexudica a súa eficacia e termina facéndolas inoperantes. Neste sentido, a súa especialidade residiría no papel que desempeñan, por canto imbrica intereses públicos³³, pero non xustificaría unha posición privilexiada no tráfico económico, de modo que os tradicionais modelos regulativos deben deixar paso a outros de carácter complementario e subordinado ó mercado, nos que, se este garante a competencia, a normativa terá, simplemente, unha vocación vixilante, e se non o fai, debe complementar o mercado favorecéndoa³⁴. Pénsase, así, que este novo modelo favorecerá a competitividade e a eficiencia dos sectores liberalizados, atraerá cara a eles novos investimentos e, nalgúns casos, liberará ós Estados de empresas pouco eficaces e, moitas veces, endebedadas.

A última (non en importancia) razón para liberalizar a enerxía na UE é de natureza económica e está vinculada á pretensión de potenciar o papel da Unión no comercio internacional e á necesidade de afrontar os retos da globalización da economía. En ambos sentidos, a competitividade das empresas europeas depende, en maior ou menor grao, de que os custos das súas subministracións enerxéticas sexan, polo menos, similares ós que soportan os seus rivais estranxeiros. As industrias europeas consumidoras de enerxía poden mellorar a súa competitividade se se posibilita o seu acceso libre e aberto ás fontes de enerxía en estruturas competitivas de mercado e a prezos, asemade, competitivos. Ó mesmo tempo, considérase que as presións do mercado e a competencia forzarán ás industrias produtoras a ser o máis rendibles e competitivas posible.

³³ Segundo expresión acuñada no ámbito administrativista, existen actividades privadas o exercicio das cales ten que estar controlado polo poder e o Dereito público.

³⁴ Modelo de competencia regulada

Deste modo, o Libro Branco sobre política enerxética que a Comisión Europea adoptou en decembro de 1995, sinalaba que a competitividade industrial era un dos obxectivos fundamentais da política enerxética común e, para isto, recoñecía a necesidade básica de completar o mercado interior da enerxía.³⁵

10.2. O sector eléctrico

10.2.1. A nova regulamentación da electricidade nos Estados da UE

Como se sinalou no apartado anterior, o tradicional modelo regulado da electricidade estaba presidido por tres principios esenciais: a planificación vinculante, a explotación unificada e os custos estándares:

- A planificación vinculante de investimentos facía descansar no consumidor os erros do planificador ou regulador, diluíndose a dita responsabilidade no Estado. Os consumidores compensaban economicamente, mediante o pagamento das correspondentes tarifas, as posibles equivocacións ou desviacións que, no deseño da política eléctrica, puidesen ser consecuencia da planificación mesma.
- A explotación unificada en réxime centralizado baixo a autoridade pública mesturaba intereses económicos e políticos, sen asunción directa de responsabilidade.
- O sistema de retribución mediante custos estándares, caixa común e tarifa uniforme dotaba de grande opacidade ó sistema e encamiñábo a un progresivo crecemento dos custos.

O novo modelo, de competencia regulada, aséntase sobre os principios de planificación empresarial, explotación descentralizada e retribución baseada en prezos. A través deste modelo inténtase, en primeiro lugar, organizar o mercado de forma que se concilie a xestión técnica unitaria do conxunto do sistema eléctrico e un sistema de explotación descentralizada, a través de prezos e ofertas libres das empresas. Por outra parte, a reforma implántase gradualmente e desde unha perspectiva global que afronte todos os problemas que poidan aparecer na transición a un mercado competitivo.

³⁵ O Segundo Informe Ciampi sobre Competitividade de 1995 chega tamén á conclusión de que a ausencia de liberalización da enerxía comezaba a ter consecuencias negativas na economía europea.

En todo caso, a apertura nos mercados eléctricos dos Estados que integren a UE debe respectar as previsións da Directiva 96/92 CEE, do Parlamento Europeo e o Consello, de 19 de decembro, sobre normas comúns para a realización do mercado interior da electricidade. Xa se mencionaron as dificultades para o seu consenso; quizais debido a elas, a Directiva marca unha serie de normas mínimas de inexcusable cumprimento, permitindo que cada Estado membro determine a elección do modelo concreto de regulamentación do sector eléctrico que considere máis adecuado, dentro do esquema formulado.

10.2.2. A lei 54/97, de 27 de novembro, do sector eléctrico. ³⁶

A lei 54/97, de 27 de novembro, supón a adopción en España do modelo de competencia regulada no sector eléctrico, e a aposta por unha reforma global do sistema, que carrega a modificación dos principios básicos da regulamentación anterior e o abandono do modelo incremental seguido pola Lei de Ordenación do Sistema Eléctrico Nacional, de 30 de decembro de 1994, que non tivo desenvolvemento regulamentario e cunhas insuficiencias que quedaron axiña de manifesto.

Os aspectos xerais sobre o que se asenta a nova regulación legal son os seguintes:

1. A Lei regula as actividades destinadas á subministración de enerxía eléctrica, consistentes na súa xeración, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionais, así como a xestión económica e técnica do sistema eléctrico.
2. A nova Lei ten como finalidade, segundo expresamente se indica na súa Exposición de Motivos, establecer unha regulación do sector eléctrico que garanta a súa subministración e a súa calidade ó menor custo. A garantía da subministración asegúrase facultando ó

³⁶ As disposicións normativas que actualmente regulan o sector eléctrico son as seguintes:

Lei 54/1997, de 27 de novembro do sector eléctrico, Real-Decreto lei 6/1999, de 16 de abril, de medidas urxentes de liberalización e incremento da competencia, Real-Decreto lei 6/2000, de 23 de xuño, de medidas urxentes de intensificación da competencia en mercados de bens e servicios, RD 2017/1997, de 26 de decembro, polo que se organiza e regula o procedemento de liquidación dos custos de transporte, distribución e comercialización a tarifa, dos custos permanentes do sistema e dos custos de diversificación e seguridade de abastecemento, RD 2018/1997, de 26 de decembro, polo que se aproba o Regulamento de Puntos de Medida dos Consumos e Tránsitos de enerxía eléctrica, RD 2019/1997, de 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica, RD 2818/1998, de 23 de decembro, sobre produción de enerxía eléctrica por instalacións abastecidas por recursos o fontes de enerxía renovables, residuos e coxeracións, RD 2019/1998, de 23 de decembro, polo que se regulan as actividades de transporte e distribución de enerxía eléctrica, RD 2820/1998, de 23 de decembro, polo que se establecen as tarifas de acceso ás redes e RD 2066/1999, de 30 de decembro, polo que se establece a tarifa eléctrica para 2000.

Goberno para que, en circunstancias excepcionais, poida adoptar as medidas necesarias para a súa salvagarda

3. A produción de enerxía eléctrica desenvólvese nun réxime de libre competencia, baseado nas leis da oferta, realizada polos produtores, e a demanda, integrada polos consumidores que ostenten a condición de cualificados, os distribuidores e os comercializadores.

4. Abandónase a noción de servizo público, substituíndoa pola de servizo esencial, que implica a garantía da subministración a todos os consumidores demandantes do servizo dentro do territorio nacional, nun marco baseado nos principios de obxectividade, transparencia e libre competencia.

5. Recoñécese a libre iniciativa empresarial para o exercicio das actividades destinadas á subministración de enerxía eléctrica e a planificación de carácter indicativo do Estado, con participación das Comunidades Autónomas no que se refire a instalacións de transporte.

O contido da Lei 54/97 pode sintetizarse do seguinte modo:

a) A regulación da xeración de enerxía eléctrica

A xeración ou produción de enerxía eléctrica constitúe unha actividade liberalizada, aínda que suxeita a réxime de autorización administrativa previa e inscrición no Rexistro Administrativo de Instalacións de Producción de Enerxía Eléctrica, que actúa como requisito necesario para que o produtor poida concorrer á oferta.

Son xeradores de enerxía, con carácter xeral, os produtores e autoprodutores de enerxía eléctrica, así como quen realicen a incorporación doutros sistemas externos, mediante a súa adquisición, ás redes de transporte e distribución nacionais de enerxía.

Mención particular merece a produción en réxime especial. En esencia, a enerxía eléctrica considérase producida en réxime especial cando se realiza desde instalacións cunha potencia instalada que non supere os 50Mw, por autoprodutores, a través de sistemas de coxeración nos que se utilice como enerxía primaria algunha das renovables non consumibles, biomasa ou calquera tipo de biocarburantes, sempre e cando o seu titular non realice actividades de produción en réxime ordinario, ou residuos non renovables doutros sistemas externos, mediante a súa adquisición. Asemade, ten esta consideración a produción de enerxía eléctrica desde instalacións de tratamento e

redución dos residuos dos sectores agrícola, gandeiro e de servizos, cunha potencia que sexa igual ou inferior a 25 Mw.

A produción de enerxía eléctrica en réxime especial está tamén suxeita ó réxime de autorización previa e inscrición no Rexistro Administrativo de Instalacións de Producción de Enerxía Eléctrica. A Lei busca incentivala conferindo ó Goberno a facultade de establecer primas ó prezo ou complementos do réxime retributivo da electricidade así xerada.

b) As normas sobre a xestión económica e técnica do sistema eléctrico

A xestión económica do sistema eléctrico, ou sexa, a xestión do sistema de ofertas de compra e venda de enerxía eléctrica, encárgase ó operador de mercado. Este exercerá as súas funcións respectando os principios de transparencia, obxectividade e independencia, baixo o seguimento e control do Comité de Axentes do Mercado.

De acordo coa Lei, a forma xurídica do operador de mercado responderá ó esquema dunha sociedade mercantil, cun accionariado do que poderá tomar parte calquera persoa física ou xurídica, sempre que a suma das súas participacións no capital, directa ou indirectamente, non sume o 10%, e que a participación correspondente a suxeitos que realicen actividades no sector eléctrico non chegue ó 40%.

Corresponde ó operador de mercado:

- a recepción das ofertas de compra e venda de enerxía, casando as mesmas e comunicando ó operador do sistema os seus resultados.
- a liquidación e comunicación dos pagamentos e os cobros que deberán realizarse en virtude do prezo final resultante.³⁷

A xestión técnica do sistema eléctrico encárgaselle ó operador do sistema, que será o responsable de garantir a continuidade e seguridade da subministración eléctrica e a correcta coordinación dos sistemas de produción e transporte. A el corresponde, xa que logo, programar o funcionamento das instalacións de produción de enerxía eléctrica a partir do resultado da casación das ofertas comunicadas polo operador do mercado.

³⁷ Os produtores de enerxía eléctrica venderán no mercado constituído para o efecto e a través do seu operador ou, pola contra, acudirán a sistemas de contratación bilateral fixa.

De igual forma que o operador de mercado, o operador do sistema exerce as súas funcións baixo os principios de transparencia, obxectividade e independencia. Na composición do seu accionariado rexen as mesmas limitacións establecidas para aquel.

c) A regulación do transporte e a distribución de enerxía eléctrica

A rede de transporte da electricidade está constituída polas liñas, parques, transformadores e outros elementos eléctricos con tensións iguais ou superiores a 220 kV, por aquelas outras instalacións que, calquera que sexa a súa tensión, cumpran funcións de transporte ou de interconexión internacional e, no seu caso, de interconexión dos sistemas eléctricos españois insulares e extrapeninsulares.

A xestión do tránsito de electricidade corresponderá ó xestor da rede, e o prezo polo seu uso virá determinado pola peaxe aprobada polo Goberno.

A construción, explotación, modificación, transmisión e cerre das instalacións de transporte require autorización administrativa previa. A autorización de construción e explotación pode ser outorgada mediante un procedemento que asegure a concorrência, promovido e resolto pola Administración competente.

Pola súa parte, a distribución eléctrica régulase co obxecto de propiciar a coordinación necesaria ó seu funcionamento, á normativa uniforme que se requira, á súa retribución conxunta e ás competencias autonómicas.

Están suxeitas a autorización, que en ningún caso se entenderá concedida en réxime de monopolio nin outorgará dereitos exclusivos, a construción, modificación, explotación transmisión e cerre de instalacións de distribución de enerxía eléctrica, con independencia de cáles sexan o seu destino ou uso.

O prezo do uso das redes virá determinado pola peaxe aprobada polo Goberno, e o xestor da rede de distribución só poderá denegar motivadamente o acceso a ela no caso de que non dispoña da capacidade necesaria.

Excepcionalmente, os produtores e consumidores cualificados poderán solicitar autorización administrativa para a construción de liñas directas de transporte ou

distribución, quedando o seu uso excluído do réxime retributivo que para as actividades de transporte e distribución se establecen na lei.

d) A regulación da subministración de enerxía

A subministración ós usuarios efectúase polas empresas distribuidoras, cando se trate de consumidores a tarifa, ou polas empresas comercializadoras no caso dos consumidores acollidos á condición de cualificados.

A subministración por axentes comercializadores require autorización administrativa previa, outorgada pola Administración competente, que especificará o ámbito territorial de actuación sen que, en ningún caso, poida outorgar dereitos exclusivos ou ser concedida en réxime de monopolio.

Como xa se sinalou, a seguridade de subministración é un dos obxectivos fundamentais da nova normativa. Por iso, a Lei 54/1997 atribúe á Administración Xeral do Estado a determinación duns índices obxectivos de calidade do servizo, tanto en relación coa súa continuidade (número e duración das interrupcións), como coa súa calidade (características da tensión). Así, poden realizarse, de oficio ou a instancia de parte, cantas inspeccións e verificacións se necesiten para comprobar a regularidade e continuidade.

10.3. Os Hidrocarburos

10.3.1. A nova regulación dos hidrocarburos nos Estados da UE

A Directiva 98/30/CE do Parlamento Europeo e do Consello, do 22 de xuño de 1998, sobre Normas Comúns para o mercado interior de gas natural, deseña un novo modelo normativo, baseado na competencia regulada.

Os aspectos fundamentais da nova regulación son os seguintes:

1. Considérase que o establecemento dun mercado do gas natural competitivo constitúe un elemento importante na consecución do mercado interior da enerxía. Para iso, debe irse máis aló do previsto nas Directivas 91/296/CE do

Consello, de 31 de maio de 1991, sobre o tránsito de gas natural a través das grandes redes, e 90/377/CE do Consello de 29 de xuño de 1990, relativa a un procedemento comunitario que garanta a transparencia dos prezos aplicables ós consumidores industriais finais de gas e de electricidade, que constituíron unha primeira fase da realización do mercado interior de gas natural.

2. Considérase que a liberalización debe realizarse progresivamente, tendo debidamente en conta a diversidade actual das estruturas dos mercados nos Estados membros para que a industria eléctrica poida axustarse á nova situación.
3. Considérase que a garantía da seguridade de subministración, a protección do consumidor e a protección do ambiente poden esixir dalgúns Estados membros a imposición de obrigas de servizo público, posto que a libre competencia, por si mesma, non as garante. Non obstante, os Estados membros, ó impoñer obrigas de servizo público ás empresas do sector do gas natural, deben respectar as normas do Tratado sobre a competencia, tal e como veñen sendo interpretadas polo Tribunal de Xusticia
4. Neste marco, a Directiva establece normas comúns relativas á condución, a distribución, a subministración e o almacenamento de gas natural, e define as normas relativas á organización e funcionamento do sector do gas natural, incluído o gas natural licuado (GNL), ó acceso ó mercado, ó funcionamento das redes e ós criterios e procedementos que deberán aplicarse para outorgar autorizacións de condución, distribución, subministración e almacenamento de gas natural.

10.3.2. A Lei do sector de hidrocarburos³⁸

A Lei 34/1998, do sector de hidrocarburos, promulgouse co obxecto de renovar, integrar e homoxeneizar a distinta normativa legal vixente en materia de hidrocarburos. No que ó gas se refire esta Lei derroga a Lei 10/1987, coñecida como Lei do Gas, e adapta a lexislación española ás esixencias da Directiva Europea do Gas.

³⁸ As disposicións normativas que actualmente regulan o sector dos hidrocarburos son as seguintes: Lei 34/1998, de 7 de outubro, do sector de hidrocarburos; Real-Decreto lei 6/1999, de 16 de abril, de medidas urxentes de liberalización e incremento da competencia; Real-Decreto lei 6/2000, de 23 de xunio, de medidas urxentes de intensificación da competencia en mercados de bens e servizos; Decreto 2913/1973, de 26 de outubro, polo que se aproba o Regulamento Xeral do Servizo Público de Gases Combustíbles; Real-Decreto 1085/1992, de 11 de setembro, polo que se establece o réxime de comercialización dos GLP aberto á competencia; Real-Decreto 1853/1993, de 22 de outubro, polo que se aproba o Regulamento de Instalacións de Gas en locais destinados a usos domésticos, colectivos ou comerciais; Real-Decreto 494/1988, de 20 de maio, polo que se aproba o Regulamento de aparatos que utilizan combustíbles gasosos; Real-Decreto 1751/1988, polo que se aproba o Regulamento de Instalacións Térmicas nas edificacións (RITE); Real- Decreto 2200/1995, de 28 de decembro, polo que se aproba o Regulamento da Infraestrutura para a Calidade e a Seguridade Industrial.

A lei aborda a regulación do réxime xurídico das actividades relativas ós hidrocarburos líquidos e gasosos e, especificamente:

- A exploración, investigación e explotación de depósitos e de almacenamentos subterráneos de hidrocarburos.
- O comercio exterior, refinamento, transporte, almacenamento e distribución de cru de petróleo e produtos petrolíferos, incluídos os gases licuados do petróleo (GLP).
- A adquisición, produción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamento, distribución e comercialización de combustibles gasosos por canalización.

Ós efectos que aquí interesan, o fundamento da nova ordenación do sector dos hidrocarburos está no sometemento das actividades destinadas ó subministro de hidrocarburos líquidos e gasosos ós principios de obxectividade, transparencia e libre competencia. Polo tanto, a regasificación, almacenamento, transporte, distribución e comercialización destes produtos realízase no marco da liberdade de empresa á que se refire o artigo 38 da Constitución.

A regulamentación non é xa, por tanto, a tradicional dos servizos públicos, senon a propia dun servizo esencial na prestación do cal están imbricados intereses públicos e que, desta forma, se suxeita a determinadas condicións: autorización administrativa previa, obriga de información, requisitos mínimos de seguridade, respecto a determinados principios na formulación da contabilidade e dereito de acceso de terceiros ás instalacións propias, fundamentalmente.

Non obstante, a Lei establece certas diferenzas entre o réxime da comercialización e o das demais actividades. Así, mentras a comercialización se exerce libremente e o seu réxime económico ven determinado polas condicións que pacten as partes, o resto de actividades, que a Lei califica como reguladas –regasificación, almacenamento, transporte e distribución–, se suxeitan a un réxime retributivo determinado pola Administración.

Ademáis, a Lei establece un sistema de separación de actividades que particulariza á comercialización. Así, a sociedades mercantís que desenvolvan actividades de regasificación, almacenamento, transporte e distribución deben ter como obxecto social exclusivo o desenvolvemento dos mesmos, sen que poidan, polo tanto, realizar

actividades de comercialización. Pola outra banda, a sociedades adicadas a comercialización de gas natural deben ter como único obxecto social, no sector gasista, a dita actividade, non podendo realizar actividades reguladas. En definitiva, en tanto as derradeiras son compatibles entre si, son incompatibles coa comercialización.

O resto da regulamentación contida na Lei pode resumirse do seguinte xeito:

a) Exploración, investigación e explotación de hidrocarburos

As autorizacións de exploración facultan ó seu titular para a realización de traballos de exploración en áreas libres, entendendo por tales aquelas áreas xeográficas sobre as que non existe un permiso de investigación ou unha concesión de explotación en vigor. En ningún caso se poden autorizar con carácter de monopolio nin crear dereitos exclusivos.

Pola súa parte, o permiso de investigación faculta ó seu titular para investigar, en exclusiva, durante seis anos, na superficie outorgada, a existencia de hidrocarburos e o almacenamento subterráneo para os mesmos. O outorgamento dun permiso de investigación confire ó titular o dereito a obter concesións de explotación, en calquera momento do prazo de vixencia do permiso que, excepcionalmente, pode ser prorrogado a petición do interesado por un prazo de tres anos, con redución da superficie orixinal do permiso nun 50%. A superficie máxima dos permisos é de 100.000 Has e a mínima de 10.000 Has.

A concesión de explotación confire ós seus titulares o dereito a realizar en exclusiva a explotación do depósito de hidrocarburos nas áreas outorgadas por un período de trinta anos, prorrogable por dous sucesivos de dez anos. Á súa vez, esta concesión confire ós seus titulares o dereito, en exclusiva, a almacenar hidrocarburos de produción propia ou propiedade de terceiros no subsolo da área outorgada, por un período de 50 anos, prorrogable por dous sucesivos de dez anos cando a actividade realizada polo titular sexa o almacenamento de hidrocarburos.

b) A ordenación do mercado de produtos derivados do petróleo

As actividades de refinamento de cru de petróleo, o transporte, almacenamento, distribución e venda de produtos derivados do petróleo, incluídos os gases licuados do petróleo, poderán ser realizados libremente.

En canto ós hidrocarburos líquidos, están suxeitas ó réxime de autorización administrativa previa:

- A construción, posta en explotación ou cierre das instalacións de refuxio.
- A construción e explotación das instalacións de transporte ou almacenamento de produtos petrolíferos.

Sen embargo, os titulares de instalacións fixas de almacenamento e transporte de produtos petrolíferos deben permitir o acceso de terceiros mediante un procedemento negociado, en condicións técnicas e económicas non discriminatorias, transparentes e obxectivas, aplicando prezos que deben ser públicos

En todo caso, teñen dereito ó acceso ás instalacións de transporte e mantemento os operadores por xunto, así como os consumidores e comercializadores de produtos petrolíferos que regulamentariamente se determinen, atendendo ó seu consumo anual.

A venda de produtos petrolíferos para a súa posterior distribución polo xunto corresponderá ós operadores polo xunto (titulares de refinerías, as súas filiais maioritariamente participadas e os suxeitos que obteñan autorización de actividade) que deberán ser inscritos no Rexistro do Ministerio de Industria e Enerxía.

A distribución polo miúdo de combustibles e carburantes petrolíferos pode ser exercida libremente por calquera persoa física ou xurídica, e as instalacións utilizadas para o exercicio desta actividade deben contar coas autorizacións administrativas preceptivas para cada tipo de instalación.

Polo que se refire ós gases licuados de petróleo, corresponde ós operadores por xunto, que deben estar inscritos no Rexistro correspondente, as actividades de envasado e distribución, así como a distribución por xunto dos ditos gases a granel. Polo miúdo, os gases licuados do petróleo poden distribuírse a granel polos suxeitos que teñan autorización para o exercicio da referida actividade ou comercializarse envasados libremente por calquera persoa física ou xurídica.

A Lei garante a subministración a todos os consumidores dos produtos derivados do petróleo. En situacións de escaseza, o Consello de Ministros pode adoptar medidas limitativas da libre competencia, cun ámbito, duración e extensión que estarán determinados.

O Goberno determinará regulamentariamente as existencias mínimas de seguridade dos produtos en cantidade, forma e localización xeográfica. Unha parte de tales existencias cualifícanse como existencias estratéxicas, correspondendo á Corporación de Reservas Estratéxicas de Produtos Petrolíferos a súa constitución, mantemento e xestión.

c) A ordenación da subministración de gases combustibles por canalización.

Están suxeitos a autorización administrativa:

- As plantas de regasificación e licuefacción de gas natural e de fabricación de gases combustibles, manufacturados ou sintéticos, ou de mestura de gases combustibles con aire.
- As instalacións de almacenamento, transporte e distribución de gas natural.
- O almacenamento e distribución de gases licuados do petróleo, combustibles gasosos manufacturados e sintéticos, e mesturas de gases e aire para subministración.

Poden realizarse libremente, sen máis requisitos cós relativos ó cumprimento das disposicións técnicas de seguridade e ambientais, as seguintes actividades:

- As que requiren autorización administrativa cando o seu obxecto sexa o consumo propio, non podendo subministrar a terceiros.
- As relativas á fabricación, mestura, almacenamento, distribución e subministración de combustibles gasosos desde un centro produtor no que o gas sexa un subproduto.
- As de almacenamento, distribución e subministración de gases licuados do petróleo e do gas natural dun usuario ou dos usuarios dun mesmo bloque de vivendas.
- O establecemento de liñas directas consistentes nun gasoduto para gas natural, cun obxecto exclusivo que sexa a conexión das instalacións dun consumidor cualificado co sistema gasista.
- Os proxectos de instalacións necesarios para a defensa nacional.

Anexos

***1 - Unidades e factores
de conversión***

2 - Acrónimos e siglas



UNIDADES E FACTORES DE CONVERSIÓN

Múltiplos e submúltiplos de unidades

Orde de magnitude	Prefixo	Símbolo
10^{12}	tera-	T
10^9	giga-	G
10^6	mega-	M
10^3	kilo-	k
10^2	hecto-	h
10^1	deca-	da
10^{-1}	deci-	d
10^{-2}	centi-	c
10^{-3}	mili-	m
10^{-6}	micro-	μ
10^{-9}	nano-	n
10^{-12}	pico-	p

Unidades de potencia

		W	Kcal/h
W	vatio	1	0,86
kW	quilovatio	10^3	860
MW	megavatio	10^6	$0,86 \cdot 10^6$
GW	xigavatio	10^9	$0,86 \cdot 10^9$
TW	teravatio	10^{12}	$0,86 \cdot 10^{12}$
Kcal/h	quilocaloría/hora	1,16	1

		W
Wp	vatio pico	1
kWp	quilovatio pico	10^3
MWp	megavatio pico	10^6
kWt	quilovatio térmico	10^3
MWt	megavatio térmico	10^6
kWe	quilovatio eléctrico	10^3

Unidades de enerxía

		kWh	kcal
Wh	vatio hora	10^{-3}	0,86
kWh	quilovatio hora	1	860
MWh	megavatio hora	10^3	$860 \cdot 10^3$
GWh	xigavatio hora	10^6	$860 \cdot 10^6$
TWh	teravatio hora	10^9	$860 \cdot 10^9$
kcal	quilocaloría	$1,16 \cdot 10^{-3}$	1
te	termia	1,163	1.000
J	xulio	$2,778 \cdot 10^{-7}$	$2,389 \cdot 10^{-4}$
TJ	teraxulio	$2,778 \cdot 10^5$	$2,389 \cdot 10^8$
tep	tonelada equivalente de petróleo	$11,62 \cdot 10^3$	10^7
ktep	miles de tep	$11,62 \cdot 10^6$	10^{10}
Mtep	millóns de tep	$11,62 \cdot 10^9$	10^{13}
tec	tonelada equivalente de carbón	$8,13 \cdot 10^3$	$7 \cdot 10^6$

A tonelada equivalente de petróleo (tep), como a enerxía equivalente á producida na combustión dunha tonelada de petróleo cun poder calorífico de 10.000 kcal/kg. En base a esa definición, resultan as seguintes equivalencias:

	tep
Xulio	$2,34 \cdot 10^{-11}$
Kcal	10^{-7}
kWh	$0,86 \cdot 10^{-4}$
MWh	0,086

Outras unidades utilizadas

m	metro	a	Ano
km	kilómetro	h	Hora
m²	metro cuadrado	s	Segundo
m³	metro cúbico	bar	10^5 N/m^2
Ha	hectárea	l	Litro
g	gramo	ml	Militro
kg	quilogramo	A	Amperio
Tm	tonelada	V	Voltio
bbl	barril de petróleo 158,97 litros	kV	Quilovoltio
Nm³	Normal m ³	MVA	Megavoltamperio
bcm	10^9 Nm^3 de gas natural	Ah	amperios-hora
		° C	grao centígrado

ACRÓNIMOS E SIGLAS

AQS	Auga Quente Sanitaria
AIE	Axencia Internacional da Enerxía
APPA	Asociación de Pequenos Productores e Autoxeradores
APYDE	Asociación de Productores e Distribuidores de Enerxía Eléctrica
AT	Alta Tensión
BOE	Boletín Oficial do Estado
BT	Baixa Tensión
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CE	Comisión Europea
CECA	Confederación Española de Caixas de Aforro
CEE	Comunidade Económica Europea
CEV	Certificación Enerxética de Edificios
CIEMAT	Centro de Investigacións Enerxéticas Medioambientales
COV	Compostos Orgánicos Volátiles
CT	Central Térmica
ct	Centros de Transformación
CTC	Custos de Transición a a Competencia
DG	Dirección Xeral
DOCE	Diario Oficial da Comunidade Europea
EDAR	Estación Depuradora de Augas Residuales
E-FER	Enerxía a partir de Fontes de Enerxías Renovables
ETBE	Etil ter-butil Eter
ETS	Escola Técnica Superior
EUROSAT	Oficina Estatística Europea
FEDER	Fondo Europeo de Desenvolvemento Rexional
FEOGA	Fondo Europeo de Orientación e Garantía Agraria
FER	Fontes de Enerxías Renovables
GLP	Gases Licuados do Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
I+D	Investigación e Desenvolvemento
I+D+D	Investigación, Desenvolvemento e Demostración
IAE	International Agency Energy
ICO	Instituto de Crédito Oficial
IDAE	Instituto para a Diversificación e Aforro da Enerxía
IER-CIEMAT	Instituto de Enerxías Renovables do CIEMAT
LAT	Liña de Alta Tensión
MINER	Ministerio de Industria e Enerxía
MT	Media Tensión

ACRÓNIMOS E SIGLAS

MTBE	Metil ter-butil éter
OCDE	Organización para a Cooperación e Desenvolvemento Económico
OPEP	Organización de Países Exportadores e Productores de Petróleo
PAEE	Plan de Aforro e Eficiencia Enerxética
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PEE	Plan Eólico Estratéxico
PEG	Plan Eólico de Galicia
PEN	Plan Enerxético Nacional
PIB	Producto Interior Bruto
PNUMA	Programa de Nacións Unidas sobre Medio Ambiente
Ppm	Partes por millón
RD	Real Decreto
Ree	Rendemento Eléctrico Equivalente
REE	Rede Eléctrica de España
RITE	Regulamento de Instalacións Térmicas en Edificios
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SAVE	Specific Action for Vigorous Energy Efficiency
SOGAMA	Sociedade Galega de Medio Ambiente
TIEPI	Tempo de Interrupción Equivalente á Potencia Instalada
UE	Unión Europea
UEF	Unión Eléctrica Fenosa
UNESA	Unidade Eléctrica, S.A.
VALOREN	Valorización de recursos endóxenos

Instituto Energético de Galicia (INEGA)
Rua Ourense 6, A Rosaleda, 15701
Santiago de Compostela (A Coruña)
Teléfono: 981 57 72 67
Fax: 981 56 28 90