

O sector enerxético galego: Presente e Futuro

Fernando de Llano Paz (Coord.)
Guillermo Iglesias Gómez
Paulino Martínez Fernández

galicia
Xacobeo 21-22
C|E|S

O Sector Enerxético Galego: Presente e Futuro

Fernando de Llano Paz (coord.)
Guillermo Iglesias Gómez
Paulino Martínez Fernández

Financiado polo **Consello Económico e Social de Galicia**

Revisións: Alejandro M. Fernández Castro

Fotografía da portada: *Renewable energy on the grid*, Kenueone, CC0, via Wikimedia Commons
Padróns utilizados (LaTeX): *Fancy Analysis Report*, Stef, CC BY 4.0; *Vertical Line Title Page*, Peter Wilson and Vel, CC BY-NC-SA 3.0

Limiar

Un dos retos importantes que condicionan o desenvolvemento dun territorio é cómo resolve o seu problema enerxético: xerar enerxía dun modo seguro; a partir dun acceso continuado e fiable a uns recursos enerxéticos de calidade; asumindo un custo razoable; que non afecte negativamente á competitividade económica do tecido económico do territorio; e todo isto dentro dun contexto de respecto ambiental e social (saúde pública, emprego, xeración de riqueza, pobreza enerxética, etc.).

O contexto actual no referente á xestión e á planificación enerxética é incerto, e apunta cara un cambio de paradigma debido ao proceso de transición ecolóxica no que se atopa a Unión Europea. No contexto actual, a propia Unión Europea, condicionada polo contexto bélico trala invasión da Ucraína por Rusia, vén de aprobar o maior paquete de medidas para favorecer a transición ecolóxica cara unha economía europea baixa en emisións de CO_2, os fondos Next Generation*, en liña co Pacto Verde Europeo. Este marco abre a posibilidade de importantes investimentos públicos e privados cos que conseguir avanzar na transición enerxética de Galicia.*

Outro aspecto relevante para a conformación dun sistema enerxético é o comportamento dos mercados enerxéticos. A escalada dos prezos da enerxía, e en particular da electricidade, no conxunto da Unión Europea ao longo do último ano ten efectos moi negativos nas economías dos Estados Membros: encarecemento dos bens e servizos e a conseguinte redución do poder adquisitivo dos fogares, así como perda de competitividade das empresas, en especial das electrointensivas.

Para que Galicia se convirta nun referente enerxético debe selo plenamente, revertendo os beneficios no territorio en termos de acadar vantaxes competitivas na industria, impacto socioeconómico, creación de emprego e industria-servizos asociados.

Neste contexto, resulta clave definir axeitadamente o sistema enerxético e o mix de tecnoloxías de Galicia para satisfacer as necesidades enerxéticas a un custo razoable, co menor impacto medioambiental posible, con efectos socioeconómicos positivos, e no seu caso, que a convertan en exportadora de recursos enerxéticos de valor engadido para os cidadáns. Conseguir alcanzar as cero emisións netas, aínda que con elementos comúns, lograrase conformando de forma diferente o mix enerxético en cada territorio en función das súas características específicas.

O noso futuro, segundo todas as previsións, vai depender máis das enerxías renovables xa que cumpren cos criterios de sustentabilidade, permitindo atender as demandas enerxéticas a un custo razoable, con menores impactos ambientais, en particular con menores emisións de CO2. No caso de Galicia ademais, coas medidas axeitadas, deben supoñer un impacto socioeconómico positivo no territorio e unha diminución da dependencia enerxética.

Hai que tomar con certa distancia algunhas conclusións do informe debido a que a información, ou ben non está suficientemente actualizada, ou si o está, pode saírse dunha tendencia ao estar condicionada pola crise COVID, ou polo impacto da invasión rusa de Ucraína, sendo conxuntural e complexa a extracción de conclusións a partir da análise desta información. En calquera caso, o curto prazo determina en moitos casos cambios de tendencia que deben ser estudados.

A cuestión da educación é fundamental para a creación de emprego asociado ao novo paradigma enerxético, empregos de calidade e especializados. A aposta polos centros de desenvolvemento tecnolóxico, pola investigación e transferencia realizada dende as universidades, polos centros de investigación e clústeres relacionados é clave para conseguir un entorno enerxético sustentable e punteiro, propio dunha rexión xeradora de enerxía.

O impacto da transición enerxética, debe calibrase non só a nivel de efectos negativos nas zonas de aproveitamento enerxético fósil, se non tamén en tódolos cambios que afectan ao consumidor, especialmente aos vulnerables, por pobreza sistémica, en particular en pobreza enerxética. As medidas de eficiencia están ben pero o custo non é asumible por igual.

Os xuízos de valor, as posicións ideolóxicas son inevitables no eido da enerxía. É posible analizar orixes de problemas, presentar posibilidades tecnolóxicas novas ou opcións de consumo alternativas, entre outras, pero hai que tomar decisións con implicacións socioeconómicas e ambientais, como por exemplo decidir: enerxía nuclear si ou non; encoros si ou non; ampliar infraestruturas de redes si ou non; adicar territorio a actividade enerxética si ou non; demandar máis enerxía si ou non; fortalecer o tipo de industria que xa está opera-

tiva ou non; planificar o tipo de industria en relación coas posibilidades enerxéticas; o tipo de mobilidade a priorizar; a volta ao uso de carbón... É complicado levar á práctica unha transición sen crear problemas e conflitos de interese. A cuestión enerxética merece fondas reflexións no contexto actual e tomar decisións meditadas en base a información dispoñible, con coherencia de conxunto para o futuro dos galegos e galegas.

Este informe está composto por un total de 8 capítulos. No capítulo 1 amosase o contexto enerxético mundial, da UE e de España, para poder ter unha referencia de comparación da situación do sistema enerxético galego. Neste capítulo tamén se presentan os trazos xerais do futuro enerxético en base a diferentes estudos e escenarios elaborados por institucións internacionais. No capítulo 2, afondar no papel de Galicia como rexión xeradora de electricidade e transformadora de enerxía. No capítulo 3 recóllese unha análise sobre o impacto socio-económico do consumo enerxético en Galicia tanto dende a óptica da industria galega, como dos fogares e do tecido empresarial do sector da enerxía. No capítulo 4 preséntanse as principais infraestruturas enerxética galegas que dan soporte á demanda de enerxía dos galegos e tamén facilitan a exportación de recursos enerxéticos e no capítulo seguinte, o quinto, analízanse os mercados da enerxía, tanto os de recursos primarios como os mercados polo miúdo de enerxía final. Xa no capítulo 6 presentárase, principalmente, unha análise da evolución dos prezos dos recursos enerxéticos primarios e dos diferentes produtos enerxéticos que conforman a enerxía final dispoñible para o consumo. Tamén amosarase o nivel de consumo e dinámicas de mercado dos principais produtos enerxéticos en Galicia. O capítulo 7 ofrece de xeito sintético unha visión da política enerxética galega, amosando a planificación xeral cos seus obxectivos asociados, e tamén presentando os instrumentos empregados para levar adiante as actuacións máis recentes das autoridades galegas no eido enerxético.. Por último, no capítulo 8, expóñense as conclusións.

Os autores

Agradecementos

Queremos agradecer a súa colaboración a todas e todos aqueles que contribuíron de forma desinteresada para que este Informe “vira á luz”. Moitas grazas.

Agradecemos de modo particular aos investigadores do **BC3**, **Xaquín García Muros** e **Mikel García Eguino**, a súa colaboración con esta investigación e a cesión dos microdatos utilizados no apartado 2.2 do capítulo 3.

Abreviaturas

ADE Área de Desenvolvemento Eólico.

ATRIGA Axencia Tributaria de Galicia.

CCG Consello da Cultura Galega.

CLH Compañía Loxística de Hidrocarburos.

CNAE Clasificación Nacional de Actividades Económicas.

CNMC Comisión Nacional dos Mercados e da Competencia.

CO_2 Dióxido de carbono.

EGA Asociación Eólica de Galicia.

EJ Exajoule.

ERESEE Estratexia a longo prazo para a rehabilitación enerxética no sector da edificación en España.

ETBE Etil terbutil éter.

FCA Fondo de Compensación Ambiental.

FEADER Fondo Europeo Agrario de Desenvolvemento Rural.

FEDER Fondo Europeo de Desenvolvemento Rexional.

FGCP Federacion Galega de Confrarías de Pescadores.

FOB Franco a bordo.

FTX Fondo de Transición Xusta.

gCO_2 Gramos de CO_2.

GEI Gas Efecto Invernadoiro.

GJ Gigajoule.

GLP Gas Licuado do Petróleo.

GNL Gas Natural Licuado.

$GtCO_2$ Gigatonelada de CO_2.

Gt Gigatonelada.

GW Gigavatio.

IEA Axencia Internacional da Enerxía.

IEH Imposto Especial sobre Hidrocarburos.

IGE Instituto Galego de Estatística.

INE Instituto Nacional de Estatística.

INEGA Instituto Enerxético de Galicia.

IPCC Grupo Intergubernamental de Expertos sobre o Cambio Climático.

IRENA Axencia Internacional da Enerxía Renovable.

ITG Instituto Tecnolóxico de Galicia.

IVE Imposto sobre o Valor Engadido.

KTEP Quilo TEP (Tonelada Equivalente de Petróleo).

KW Quilovatio.

LCOE *Levelised Cost of Electricity*.

NIEPI Número de Interrupcións Equivalente á Potencia Instalada.

MIBEL Mercado Ibérico de Electricidade.

MIBGAS Mercado Ibérico do Gas.

MITECO Ministerio de Transición Ecolóxica.

MITERD Ministerio De Transición Ecológica y Reto Demográfico.

ML Mercado Libre.

MR Mercado Regulado.

Mt Megatonelada.

MW Megavatio.

MWh Megavatio por hora.

NOx Óxidos de nitróxeno.

ODS Obxectivos de Desenvolvemento Sostible.

OMIE Operador Mercado Ibérico de Enerxía.

ONU Organización das Nacións Unidas.

OPEP Organización de Países Exportadores de Petróleo.

Pai Prezo antes de impostos.

PEE Plans Eólicos Estratéxicos.

PERTE Proxectos Estratéxicos para a Recuperación e Transformación Económica.

PIB Producto Interior Bruto.

PM Partículas en suspensión.

PNIEC Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

POEM Plans de Ordenación do Espazo Marítimo.

Pvp Prezo de venda ao público.

PVPC Prezo de Venda ao Pequeno Consumidor.

PSEG Plan Sectorial Eólico de Galicia.

REE Rede Eléctrica de España.

RSU Residuos Sólidos Urbanos.

SO_2 Dióxido de xofre.

SOGAMA Sociedade Galega do Medio Ambiente.

Solar FV Solar Fotovoltaica.

tCO_2 Toneladas de CO_2.

tep/M€ Tonelada Equivalente de Petróleo por millón de euros.

TIEPI Tempo de Interrupción Equivalente á Potencia Instalada.

TTF Title Transfer Facility. Mercado virtual holandés de gas natural.

TUR Tarifa de Último Recurso.

TWh Teravatio por hora.

USD/kWh Dólares norteamericanos por quilovatio hora.

WTI West Texas Intermediate.

Índice xeral

1. Contexto **13**

1. Introducción . . . 14
2. Contexto mundial . . . 15
   - 2.1. Consumo enerxía primaria, emisións e intensidade enerxética . . . 15
   - 2.2. Recursos primarios . . . 17
   - 2.3. Electricidade . . . 19
     - 2.3.1. Recursos primarios para a xeración de electricidade . . . 19
     - 2.3.2. Emisións asociadas á xeración . . . 21
3. Contexto UE . . . 22
   - 3.1. Consumo enerxía primaria, emisións e intensidade enerxética . . . 23
   - 3.2. Recursos primarios . . . 25
   - 3.3. Electricidade . . . 26
     - 3.3.1. Recursos primarios para a xeración de electricidade . . . 26
     - 3.3.2. Emisións asociadas á xeración . . . 28
   - 3.4. Futuro enerxético: planificación . . . 29
4. Contexto en España . . . 30
   - 4.1. Consumo enerxía primaria, emisións e intensidade enerxética . . . 31
   - 4.2. Recursos primarios . . . 31
   - 4.3. Electricidade . . . 34
     - 4.3.1. Recursos primarios para a xeración de electricidade . . . 34
     - 4.3.2. Emisións asociadas á xeración . . . 36
   - 4.4. Futuro enerxético: planificación . . . 36
5. O escenario enerxético futuro . . . 38

2. A enerxía en Galicia **43**

1. A enerxía primaria en Galicia . . . 44
   - 1.1. Enerxía primaria autóctona, a producida en Galicia . . . 44
   - 1.2. Enerxía primaria procedente de fóra de Galicia . . . 45
2. O mix de enerxía primaria galego . . . 46
3. A dependencia enerxética galega . . . 48
   - 3.1. Horizonte 2030. PNIEC 2021-2030 . . . 51
4. A intensidade enerxética . . . 51
5. Aforro enerxético . . . 52
6. O papel de Galicia como rexión xeradora de electricidade . . . 52
7. Usos enerxéticos dos produtos petrolíferos . . . 58
8. Enerxía dispoñible para o consumo final . . . 59
9. Situación actual e escenarios das principais tecnoloxías para os horizontes 2030-2050 . . . 61
   - 9.1. A proposta do Plan Nacional Integrado de Enerxía e Clima (PNIEC) e os compromisos para 2030 . . . 61
   - 9.2. O desenvolvemento da enerxía eólica en Galicia . . . 63
     - 9.2.1. Integración eólica e territorio . . . 66
   - 9.3. Enerxías mariñas . . . 68
     - 9.3.1. Eólica mariña . . . 70
     - 9.3.2. Enerxía undimotriz ou enerxía das ondas . . . 73
     - 9.3.3. Enerxía das correntes (de marea) . . . 73
     - 9.3.4. Enerxía Solar Fotovoltaica Flotante . . . 73

9.3.5. Normativa e impactos ambientais, sociais e sustentabilidade das tecnoloxías mariñas . . . 74
9.3.6. A relevancia do sector galego da pesca e o desenvolvemento das enerxías mariñas . . . 75
10. Impacto medioambiental da actividade enerxética . . . 76
10.1. Emisións de Gases de Efecto Invernadoiro en Galicia . . . 80

3. O Impacto socio-económico do consumo enerxético en Galicia 83
1. O consumo de enerxía na industria galega . . . 84
1.1. O consumo de recursos enerxéticos na industria galega . . . 84
1.2. O mix de consumos enerxéticos da industria galega . . . 85
1.3. O peso do consumo enerxético da industria galega sobre o total estatal 86
1.4. O consumo enerxético da industria galega por ramas de actividade . . 86
1.5. O consumo de enerxía eléctrica por sectores de uso e por provincia . . 90
1.6. Intensidade enerxética . . . 90
1.7. O Consumo de combustibles . . . 90
2. Fogares e Enerxía. O Gasto en Recursos Enerxéticos das Familias . . . 93
2.1. A evolución do gasto enerxético 2019-2021 . . . 93
2.2. Análise en profundidade do gasto enerxético nas familias galegas no ano 2021. Microdatos da Enquisa de Orzamentos Familiares (INE, 2021). 95
2.2.1. Gasto en enerxía en Galicia por zonas: rural, semiurbana e urbana . . . 95
2.2.1.1. Análise por quintís de gasto . . . 96
2.2.1.2. Carteira de recursos enerxéticos empregados polas familias galegas . . . 97
2.2.1.3. Comparación co resto do Estado . . . 97
2.2.2. Gasto enerxético en Galicia por tipoloxía do núcleo familiar . 98
2.2.3. Gasto enerxético en Galicia por perfil de idade e por xénero . 99
2.3. A pobreza enerxética en Galicia . . . 100
2.4. O autoconsumo en Galicia . . . 102
2.4.1. Do "imposto ao sol" de 2015 ás últimas medidas dinamizadoras de 2022: a evolución das novas instalacións de autoconsumo solar fotovoltaico . . . 103
2.5. A certificación enerxética nos fogares . . . 104
2.5.1. Cualificacións enerxéticas dos edificios en emisións . . . 105
2.5.2. Cualificacións enerxéticas dos edificios en consumo . . . 107
3. O tecido empresarial do sector da enerxía. Impacto socioeconómico . . . 107
3.1. O tecido empresarial da enerxía en Galicia . . . 107
3.1.1. Introducción: a mostra e variables utilizadas . . . 107
3.1.2. Características da mostra . . . 108
3.2. Tipo de empresas na rama de actividade de "Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado" . . . 111
3.3. Comportamento das empresas no mercado. Análise das variables económico-financeiras . . . 113
3.3.1. Ingresos de explotación . . . 113
3.3.2. Resultados ordinarios antes de impostos (BAI) . . . 115
3.3.3. Resultado do exercicio . . . 115
3.3.4. Total activo . . . 117
3.3.5. Fondos propios . . . 119
3.3.6. Rendibilidade económica . . . 119
3.3.7. Rendibilidade financeira . . . 124
3.3.8. Liquidez xeral . . . 126
3.3.9. Endebedamento . . . 129
3.3.10. Número de empregados . . . 129
3.4. A achega ao PIB e o Valor Engadido Bruto (VEB) . . . 133
3.5. O índice de produción industrial . . . 135
3.6. O Índice de prezos industriais . . . 137
3.7. O emprego no subsector da Industria da enerxía, subministro de auga e xestión de residuos . . . 139

4. A situación das redes e das infraestructuras enerxéticas en Galicia 147
1. Introducción . . . 148
2. Combustibles fósiles . . . 148
2.1. Petróleo . . . 148
2.2. Gas natural . . . 149
2.3. Carbón . . . 150
3. Sector eléctrico . . . 151
3.1. Infraestrutura de xeración de electricidade . . . 151
3.1.1. Tecnoloxías de combustión . . . 151
3.1.2. Tecnoloxías renovables . . . 152
3.2. As infraestruturas de transporte e distribución de electricidade . . . 154
4. Outras infraestruturas . . . 156

5. Os mercados enerxéticos 157
1. Mercados de enerxía . . . 158
2. Mercados de recursos primarios: Petróleo, gas, carbón . . . 158
2.1. Petróleo . . . 159
2.2. Gas Natural . . . 160
2.3. Carbón . . . 161
2.4. Mercados de emisións de gases de efecto invernadoiro . . . 162
3. Mercados polo miúdo de enerxía final . . . 163
3.1. Mercado de combustibles derivados do petróleo . . . 163
3.1.1. Os prezos do gasóleo A e da gasolina 95 a nivel galego . . . 164
3.1.1.1. Análise de prezos por provincias . . . 166
3.1.2. Os prezos dos gases licuados do petróleo . . . 168
3.1.3. Consumo de combustibles derivados do petróleo en Galicia . 168
3.1.3.1. Consumo provincial . . . 170
3.2. Mercado do gas natural . . . 171
3.2.1. Prezos do gas natural . . . 171
3.2.2. Consumo de gas natural en Galicia . . . 174
3.2.3. Clientes do mercado do gas . . . 176
3.2.3.1. Dinámica do mercado e mobilidade dos clientes . . . 178
3.2.3.2. Nivel de satisfacción co servizo dos clientes . . . 179
3.3. Mercado eléctrico . . . 180
3.3.1. Os prezos da electricidade . . . 180
3.3.2. Consumo de electricidade en Galicia . . . 183
3.3.3. Os clientes do mercado de electricidade . . . 184
3.3.3.1. Caracterización dos clientes a nivel provincial . . . 189
3.3.3.2. Dinámica do mercado e mobilidade dos clientes . . . 192
3.3.3.3. Nivel de satisfacción co servizo e calidade da subministración . . . 194

6. A política enerxética galega 199
1. Introducción . . . 200
2. Planificación xeral . . . 200
3. Instrumentos regulatorios e plans específicos . . . 201
3.1. Enerxía eólica . . . 202
3.2. Outras renovables . . . 204
3.3. Eficiencia . . . 205
3.4. Outras regulacións e planificacións . . . 206
4. Instrumentos económicos . . . 206
4.1. Impostos . . . 206
4.2. Axudas . . . 208
5. Outros instrumentos . . . 210

7. Perspectivas de futuro **211**
1. A transición enerxética en Galicia . . . 212
2. A opción das comunidades enerxéticas . . . 213
2.1. Programa CE-IMPLEMENTA (IDAE-MITECO) . . . 214
2.2. Proxectos galegos: Comunidades Enerxéticas seleccionadas na segunda convocatoria da liña CE-IMPLEMENTA . . . 214
2.3. Outras Comunidades Enerxéticas en Galicia . . . 215
3. Fondos Europeos Next Generation . . . 215
3.1. Cifras da Estratexia Galega Next Generation EU . . . 216
3.2. Polo para a Transformación de Galicia . . . 217
4. O papel do hidróxeno na transición enerxética: o hidróxeno verde como vector enerxético . . . 218
5. Outros proxectos empresariais relevantes . . . 220
5.1. Planta de hidróxeno verde "H2Pole" (REGANOSA – EDP) . . . 220
5.2. Proxecto no sistema gasista: Hub de abastecemento en porto a buques 221
5.3. Economía circular e enerxía (Repsol, Reganosa e Naturgy) . . . 221
5.4. Proxecto de almacenamento enerxético (Reganosa e EDP-Renovables) 222
5.5. Proxectos sobre biogases e biocombustible (Repsol) . . . 222
6. A I+D+i no sector enerxético galego: O papel das universidades públicas galegas e dos seus centros de investigación . . . 222
7. A I+D+i no sector enerxético galego: O papel do Instituto Tecnolóxico de Galicia (ITG) . . . 228
8. Cuestións chave de cara ao futuro . . . 230

8. Conclusións do informe **233**
1. Conclusións do capítulo 1: Contexto . . . 234
2. Conclusións do capítulo 2: A enerxía en Galicia . . . 235
3. Conclusións do capítulo 3: O impacto socio-económico do consumo enerxético en Galicia . . . 237
3.1. O consumo enerxético na industria galega . . . 237
3.2. Fogares galegos e enerxía . . . 238
3.3. O tecido empresarial do sector da enerxía . . . 239
4. Conclusións do capítulo 4: A situación das redes e das infraestruturas enerxéticas en Galicia . . . 241
5. Conclusións do capítulo 5: Os mercados enerxéticos . . . 242
6. Conclusións do capítulo 6: A política enerxética galega . . . 243
7. Conclusións do capítulo 7: Perspectivas de futuro . . . 245

Bibliografía **247**

Capítulo 1

Contexto

1. Introducción

O desenvolvemento económico e o benestar logrados polas sociedades modernas están moi relacionados co aproveitamento da enerxía dispoñible na natureza. O avance da industria e da produtividade está ligado ao poder dos recursos enerxéticos utilizados nos diferentes procesos de transformación de materias primas en bens intermedios ou de consumo final. O benestar nos fogares tamén está asociado á enerxía, que proporciona a posibilidade de climatización, iluminación, preparación e conservación de alimentos, entre outras utilidades. E cómpre non esquecer o papel que desempeña a dispoñibilidade de recursos enerxéticos para o transporte de mercadorías, facilitando o comercio internacional, ou para o traslado de persoas, potenciando o desenvolvemento de actividades como o turismo.

Pódese falar de ciclos enerxéticos ligados a grandes cambios nos modelos económicos e sociais no sentido que expón Smil (1994). Comezarían polo lume, que permitiu ás sociedades nómades aproveitar a enerxía captada mediante fotosíntese na biomasa, e despois a incorporación da tracción animal, que facilitou o asentamento estable de núcleos de poboación asociados á agricultura e gandaría. A irrupción do carbón foi un factor clave dos procesos de industrialización iniciados en Reino Unido. O uso do petróleo nos motores de combustión interna supuxo un cambio radical na configuración do sector do transporte. E a electricidade permitiu a iluminación das rúas e fogares, ademais da introdución ao longo do século pasado de diversos electrodomésticos nos fogares como a lavadora, a neveira ou recentemente, todos os equipamentos electrónicos relacionados coas tecnoloxías da información.

No contexto actual, a clave que marca o futuro enerxético, ademais de satisfacer a demanda de enerxía, é o problema do cambio climático. A vontade de moitos estados de frear o seu avance e de mitigar as súas consecuencias puxo no foco ao sector enerxético, atopándonos inmersos no que se coñece como transición enerxética, que nos levará a unha nova configuración do sistema enerxético con implicacións económicas e sociais de primeira orde. Isto non quere dicir que non se aspire a metas específicas relacionadas coa enerxía ou moi interrelacionadas coa mesma. Na Axenda 2030 sobre o Desenvolvemento Sustentable acordada en 2015 en París establécense uns obxectivos (ODS), entre os cales ademais do obxectivo 13 de Acción polo clima, establécese especificamente un obxectivo 7 baixo o nome de Enerxía accesible e non contaminante (ONU 2022). Entre os outros obxectivos facilmente pódese identificar, en moitos casos, unha conexión co sistema enerxético, como no caso do obxectivo 1 de Fin da pobreza, unha das dimensións da mesma é a pobreza enerxética.

A velocidade do cambio na transición enerxética e as tecnoloxías chamadas a darlle forma son cuestións relevantes cuxa resposta a deciden os gobernos, as empresas e a propia sociedade mostrando as súas preferencias políticas ou coas súas decisións de consumo. Os sistemas enerxéticos, coa súa combinación de recursos e de tecnoloxías (*mix*), serán específicos para cada territorio, dependendo da dispoñibilidade de recursos, das necesidades enerxéticas a satisfacer e dos custes e beneficios asociados, que incluirán os impactos ambientais e os efectos socioeconómicos (Figura 1.1).

A análise enerxética adoita realizarse estudando os recursos enerxéticos (combustibles sólidos, petróleo e derivados, gas, enerxías renovables, calor nuclear, etc.) dun país, rexión ou a nivel mundial, e a súa produción, transformación e consumo polos distintos tipos de axentes económicos. Este tipo de análise permite ver a cantidade total de enerxía extraída do medio ambiente, comercializada, transformada e utilizada polos usuarios finais.

Cando nos referimos a enerxía primaria estudamos os recursos enerxéticos dispoñibles directamente da natureza que entran ao sistema económico, mentres que ao falar de enerxía final centrámonos na análise agregada do destino da enerxía para o seu uso por parte da industria, dos fogares ou do transporte. O paso de enerxía primaria a enerxía final supón en moitos casos a transformación, almacenamento e transporte da enerxía, procesos que poden ter asociadas importantes perdas, motivo polo que non coinciden os valores dos recursos primarios cos de uso final. Entre as perdas máis importantes atopamos as asociadas aos procesos de xeración e distribución da electricidade. Por exemplo, as centrais térmicas teñen unha eficiencia na xeración de electricidade que non chega ao 40 %, polo que máis dun 60 % da enerxía primaria pérdese no paso a enerxía final eléctrica.

Neste capítulo realizaremos unha breve descrición do contexto xeral enerxético a nivel mundial, nivel UE e España, para así ter unha base que permita comprender a posición do sistema enerxético galego. Tamén reflectiremos de modo sintético as traxectorias de evolu-

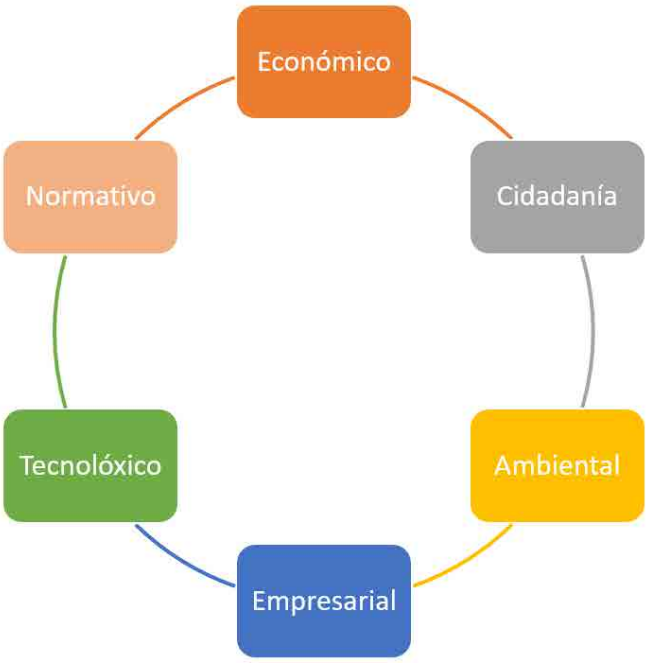


Figura 1.1: Factores determinantes da configuración dun sistema enerxético. Fonte: Elaboración propia

ción temporal e cifras relacionadas cos escenarios que se expoñen para o sector enerxético nos próximos anos. Estes escenarios están marcados, como xa apuntamos, por obxectivos de redución de emisións netas de gases de efecto invernadoiro.

2. Contexto mundial

2.1. Consumo enerxía primaria, emisións e intensidade enerxética

O consumo de enerxía primaria a nivel mundial non parou de crecer nas últimas décadas como se observa na Figura 1.2. Esa tendencia ascendente parece frearse na última década (2011-2021) na que a taxa de crecemento anual foi dun 1,3 %, fronte a un crecemento anual do 2,65 % na década previa (2001-2011). En termos agregados desde o ano 2001 até o ano 2021 o consumo de enerxía primaria aumentou un 48,5 %. Obsérvase ademais no gráfico a evidente conexión entre economía e consumo de enerxía, ao identificarse perfectamente a caída de consumo enerxético motivada pola crise financeira en 2008-2009 ou a recente caída de actividade económica ocasionada polo COVID-19 no ano 2020.

O aumento de consumo de enerxía primaria neses 20 anos explícase prioritariamente polo incremento da poboación mundial dun 27 %, poboación que roza na actualidade os 8.000 millóns de persoas, mais tamén por un maior consumo *per cápita* de enerxía, que aumentou un 17,4 %, até os 75,6 GJ/Pob. Este maior consumo *per cápita* é consecuencia da evolución da economía mundial pois o produto interior bruto en termos constantes aumentou un 76 % no período 2001-2021 alcanzando os 86,7 billóns de dólares en 2021 fronte a 49,2 billóns en 2001[1] (World Bank 2022).

En canto ás emisións de gases de efecto invernadoiro relacionadas co sector enerxético, que están detrás do problema do cambio climático estímase que en torno ao 75 % do total das emisións de CO_2 teñen a súa orixe na enerxía. A tendencia tamén foi crecente ao longo das últimas décadas, como se observa na Figura 1.3: dende o ano 2001 até o ano 2021 as emisións vinculadas á enerxía incrementáronse un 41 % (IEA 2022a). No ano 2021 alcanzáron-

[1] Dólares constantes de 2015.

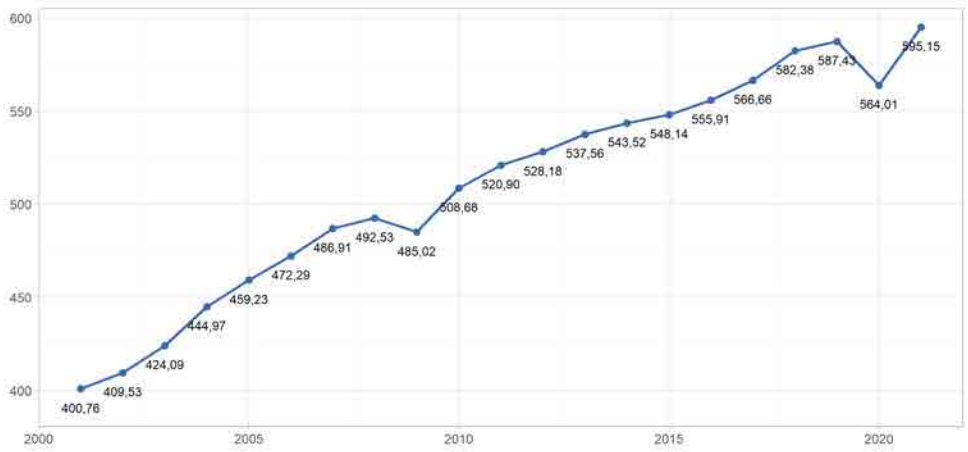


Figura 1.2: Consumo mundial de enerxía primaria. EJ. Fonte: elaboración propia a partir de BP (2022)

se as 33 Gt de emisións de CO_2, trala caída de 2020 motivada polo COVID-19, e de novo as emisións aproxímanse ao máximo alcanzado en 2018. Do mesmo xeito que co consumo de enerxía detéctanse diferenzas entre décadas, pois entre 2001 e 2011 as emisións creceron a unha taxa anual de 2,9 % e entre 2011-2021 a taxa anual descende a un 0,6 %. Se se compara a variación das emisións coa evolución do consumo enerxético, obsérvase un certo desacoplamento entre ámbalas variables na última década, neste período o consumo de enerxía primaria aumentou un 14,3 % e as emisións un 5,4 %.

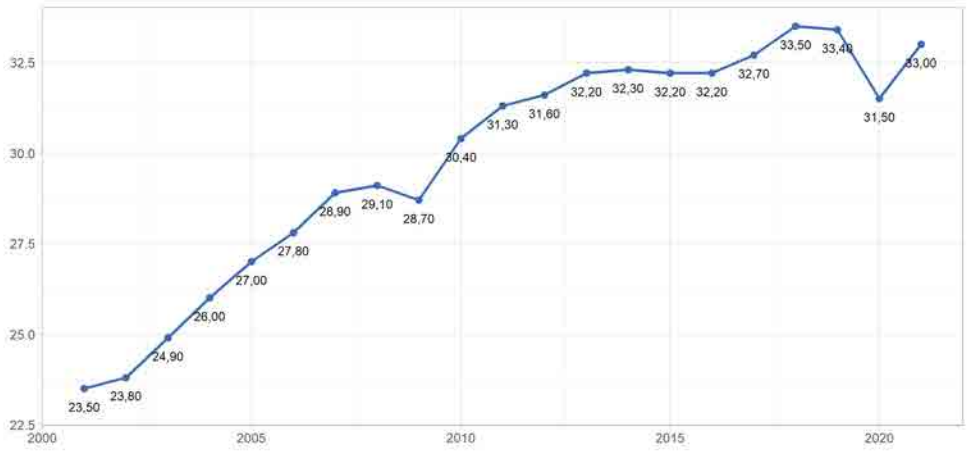


Figura 1.3: Emisións mundiais de CO_2. Gt. Fonte: elaboración propia a partir de IEA (2022a)

Segundo o Panel Internacional sobre Cambio Climático (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), non se conseguirá limitar o quecemento global que provoca o cambio climático a un nivel claramente inferior aos 2 graos centígrados respecto dos niveis preindustriais sen unha significativa e rápida redución das emisións de gases de efecto invernadoiro do sistema enerxético (IPCC 2022). En 2020 estes gases alcanzaron a súa maior concentración media anual na atmosfera, de 412,5 partes por millón, aproximadamente un 50 % máis que cando comezou a revolución industrial (IEA 2022a).

Segundo se expuxo previamente, os determinantes das emisións son o aumento de poboación e o crecemento da actividade económica, que impulsan o consumo de enerxía, que procede en gran medida de recursos fósiles emisores destes gases. Para lograr o obxectivo de redución de emisións, estanse a seguir dúas liñas de acción principalmente: por unha banda, o aumento da eficiencia enerxética, o que equivale a reducir a intensidade enerxética da actividade económica, e, por outra banda, a configuración dun sistema enerxético que emita menos gases de efecto invernadoiro (IEA 2021a). Tamén cabería reducir as actividades consumidoras de enerxía ou conter o aumento da poboación, aínda que estas opcións non

adoitan ser contempladas polos poderes públicos polos seus efectos na actividade económica e no benestar, e polas connotacións éticas (Figura 1.4).

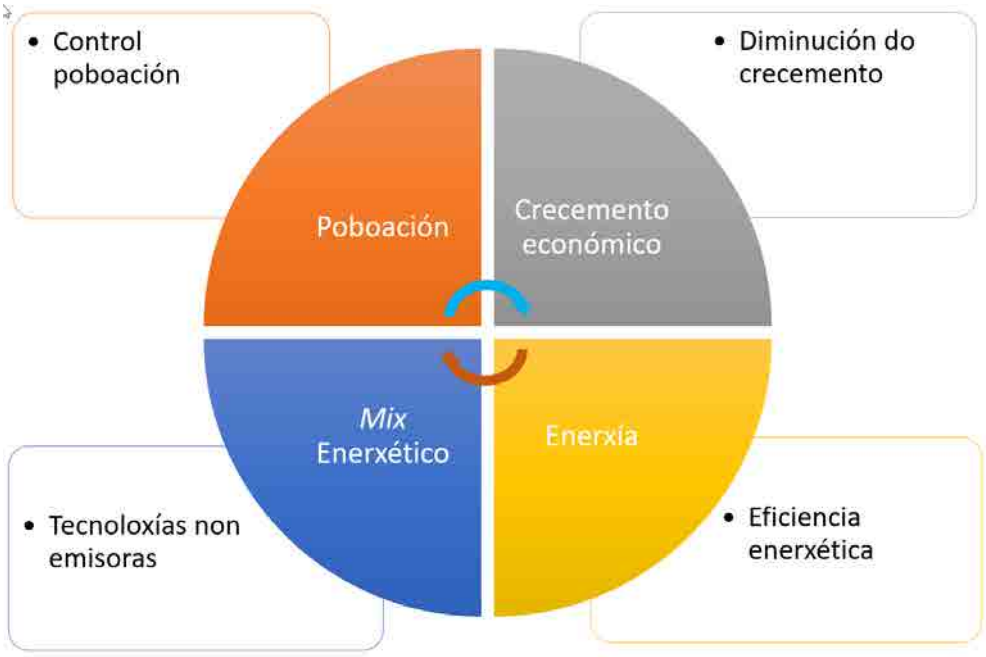


Figura 1.4: Determinantes das emisións de gases de efecto invernadoiro e liñas de acción política para a mitigación. Fonte: elaboración propia.

A valoración da eficiencia require confrontar variables que midan a actividade económica con variables enerxéticas que actúan como input necesario. En termos macroeconómicos, a intensidade enerxética facilita a análise da relación entre o consumo de enerxía con respecto á riqueza producida mediante o seu uso. Se medimos esa riqueza co PIB en termos constantes pódese observar como a nivel mundial esa intensidade foi decaendo, ou, dito doutra maneira, a eficiencia enerxética foi mellorando, ao longo dos últimos anos (Figura 1.5). Entre os anos 2001 e 2021 a intensidade enerxética primaria reduciuse máis dun 15 %, acelerándose o ritmo de caída nos últimos anos. Na década 2001-2011 a taxa anual foi dun -0,5 % fronte a un ritmo dun -1,2 % na última década.

2.2. Recursos primarios

En canto á combinación de recursos enerxéticos utilizados como fontes primarias e a súa evolución, pódese observar a nivel mundial como o petróleo segue sendo no ano 2021 a fonte de enerxía máis utilizada, cun 31 % do total, seguida polo carbón, co 26,9 %, e o gas natural cun 24,4 % (BP 2022). Estes tres combustibles satisfixeron o 82,3 % da enerxía primaria consumida. O resto das fontes foron a enerxía hidráulica, que supuxo un 6,8 %, a enerxía nuclear, un 4,3 %, e o conxunto de renovables (eólica, solar fotovoltaica,...) un 6,7 % do total. Isto implica que unha elevada porcentaxe do sistema enerxético mundial é emisor de gases de efecto invernadoiro.

Respecto da evolución nas últimas décadas, o petróleo foi perdendo liderado. No ano 2000 satisfacía un 38 % da demanda, co cal a súa participación en 2021 caeu en sete puntos porcentuais nese período. O descenso é aínda máis apreciable indo máis atrás no tempo para realizar a comparación, pois no ano 1975 case a metade da enerxía consumida a nivel mundial tiña a súa orixe no petróleo, (concretamente un 47 %) (Figura 1.6).

O carbón, combustible referente dos sistemas enerxéticos fai un século, sufriu unha perda de representatividade progresiva até mediados dos anos 70, e desde entón mantense aproximadamente entre un 25 % e un 30 % do total de enerxía primaria consumida. Se analizamos as últimas décadas, obsérvase un aumento de participación no período entre o ano 2000 e 2010, pasando dun 24,6 % da enerxía consumida a un 29,2 %, pero na seguinte década perdeu de novo participación, situándose en 2021 nun 26,9 %. O principal uso actual do



Figura 1.5: Intensidade enerxética primaria mundial. EJ/billón dólares (2015). Fonte: Elaboración propia a partir de BP (2022) e World Bank (2022)

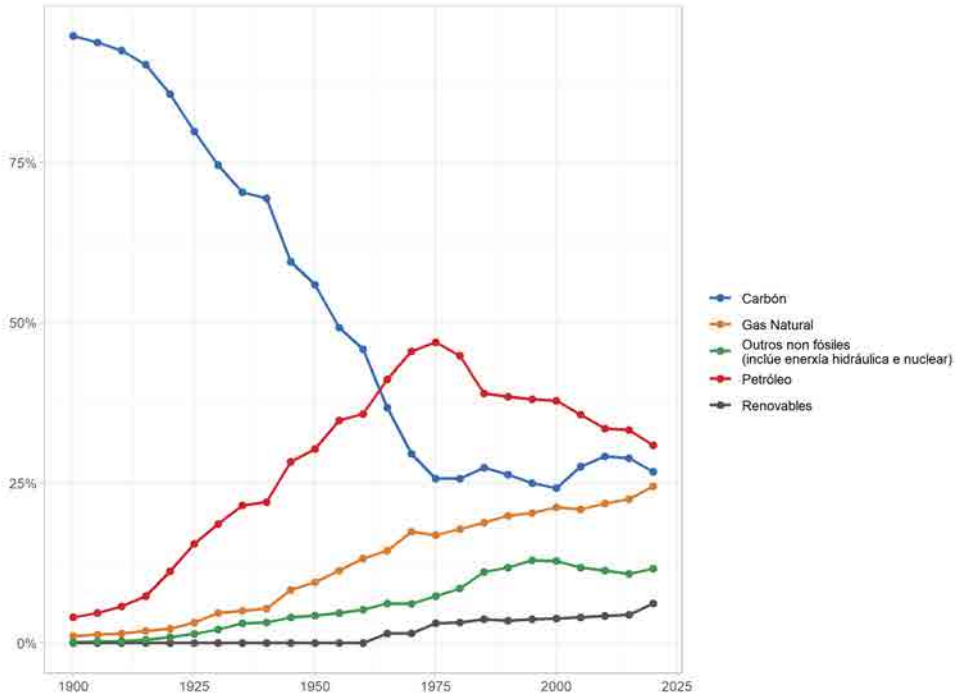


Figura 1.6: Contribución porcentual de recursos primarios ao *mix* mundial. Fonte: elaboración propia a partir de BP (2022)

carbón é a súa transformación en electricidade, e aínda hoxe en día séguense poñendo en marcha novas centrais, sobre todo no continente asiático.

En canto ao gas natural, o seu papel foi crecendo en importancia dunha forma sostida ao longo do tempo, desde mediados do século pasado, onde supuña un 10 % do total consumido, alcanzando unha cota dun 21,2 % no ano 2000 e en 2021 representa case un cuarto da enerxía primaria consumida a nivel mundial.

As enerxías renovables, excluíndo a gran hidráulica, experimentaron un avance importante nas últimas décadas dentro do sistema enerxético. De ser meramente testemuñais até os anos 70, recibiron dous impulsos dende entón, un coa crise enerxética dos 70, alcanzando ao redor dun 3 % do total de enerxía primaria, e un segundo impulso máis recente desde finais dos 90, que se acelerou de forma significativa nos últimos anos para outorgarlles un 6,7 % do consumo total no ano 2021.

Respecto das outras fontes de enerxía, a enerxía nuclear aumentou o seu papel dende a súa aparición para explotación comercial enerxética a mediados dos 50, até estabilizarse a súa participación a principios do presente século, cun lixeiro descenso nos últimos anos, para situarse en algo máis do 4 % do consumo de enerxía primaria, cun número estable de reactores dunhas 450 unidades (IEA 2022b). A enerxía hidráulica, pola súa banda, iniciou a súa contribución ao sistema enerxético a inicios do século pasado, e nas últimas décadas situouse de forma estable a súa presenza no *mix* ao redor dunha cota do 7 %.

En resumo, no presente século destacamos un descenso do petróleo, un aumento sostido do gas natural e un avance rápido recente das enerxías renovables. Á súa vez cabe significar un lixeiro descenso da participación da enerxía nuclear, o mantemento da participación de enerxía procedente do carbón e o comportamento estable da gran hidráulica no sistema enerxético.

2.3. Electricidade

Unha das formas de enerxía final máis relevante é a electricidade, que está chamada a ser protagonista da transición enerxética, dado que supón unha forma de transformación de recursos primarios a uso final clave en procesos industriais e nos fogares.

A xeración de electricidade a nivel mundial foi aumentando de forma constante ao longo dos anos, coas consabidas excepcións dos anos 2009 e 2020. No ano 2001 xeráronse a nivel mundial algo máis de 15.000 TWh de electricidade e en 2021 superáronse lixeiramente os 27.500, o que supón un aumento de xeración ao longo destas dúas décadas dun 81 %. Este ritmo de aumento foi superior ao avance do consumo de enerxía primaria, reflectindo a crecente importancia da electricidade na actividade económica. Concretamente, no ano 2001 a proporción de electricidade xerada respecto ao consumo de enerxía primaria era dun 13,6 %, situándose en 2021 nun 16,6 % (Figura 1.7).

2.3.1. Recursos primarios para a xeración de electricidade

En canto aos recursos enerxéticos utilizados, o carbón segue sendo amplamente usado, e máis dun terzo da xeración de electricidade mundial ten a súa orixe neste combustible fósil (Figura 1.8). Tampouco se observa unha tendencia clara que permita anticipar unha evolución, cunha participación que oscila entre un 35 % e un 40 % nas dúas últimas décadas. Alcanzou o seu punto máis baixo en 2020 cun 35,3 % de cota, pero remontou en 2021 até un 36,5 %. Ao carbón séguelle en importancia o gas natural, que avanzou de forma sostida desde unha contribución do 18,6 % en 2001 até algo máis do 22 % en 2021. En terceiro lugar sitúase a enerxía hidroeléctrica, cun papel bastante estable, achegando en torno ao 16 % da xeración de electricidade neste século.

A enerxía nuclear perdeu participación, e sitúase en 2021, por primeira vez nas últimas décadas, por baixo do 10 %, cando a principios de século roldaba valores similares á enerxía hidroeléctrica, en torno ao 17 %. Cabe apuntar tamén o descenso doutros combustibles fósiles para xerar electricidade, principalmente derivados do petróleo, os cales pasaron de supor case un 8 % en 2001 a apenas un 3 % en 2021.

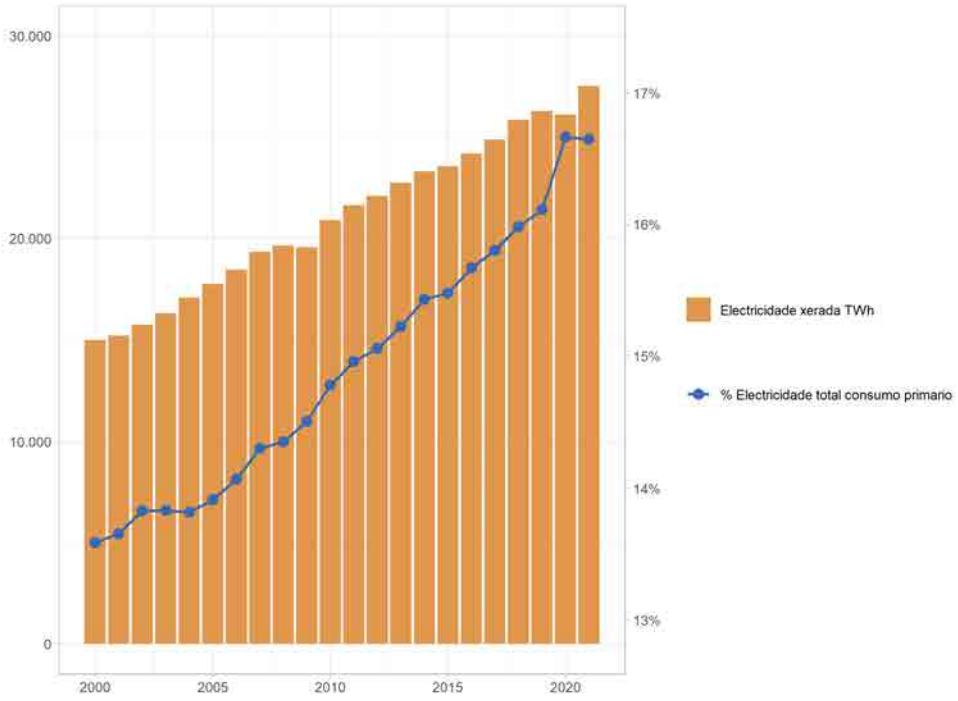


Figura 1.7: Electricidade xerada a nivel mundial (eixo esquerdo). Porcentaxe de electricidade sobre consumo primario de enerxía (eixo dereito). Fonte: elaboración propia a partir de EMBER (2022)

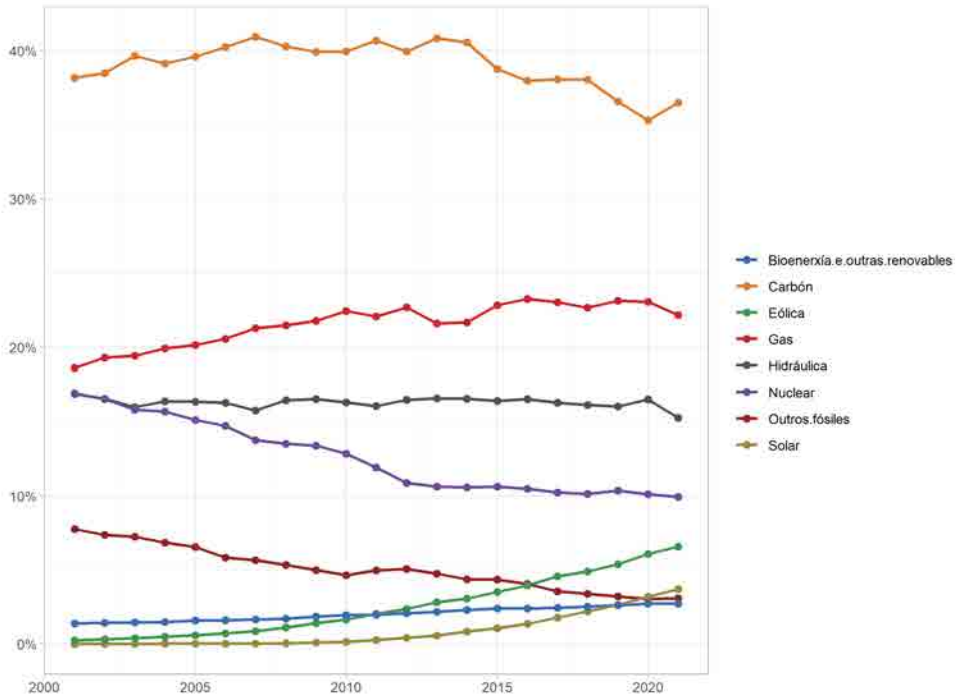


Figura 1.8: Participación dos recursos primarios na xeración de electricidade a nivel mundial. Fonte: elaboración propia a partir de EMBER (2022)

Destaca, por último, o significativo avance das enerxías renovables eólica e solar no sistema eléctrico mundial. En 2021 alcanzaron un fito ao sumar entre as dúas máis dun 10 % da xeración, algo insospeitado a principios de século, cando a suma de ambas apenas alcanzaba o 0,25 %. De feito, no informe EMBER (2022) destácase que máis de 50 países obteñen en 2021 más do 10 % da súa electricidade mediante as tecnoloxías eólica e solar.

Aínda que a enerxía eólica conta cunha maior participación na serie de anos estudada respecto á enerxía solar, grazas a madurar tecnoloxicamente antes, o que lle permitiu alcanzar en 2021 un 6,6 % da xeración eléctrica mundial fronte a un 3,72 % da segunda, o ritmo de instalación de nova capacidade solar está a permitir que a diferenza entre elas se estabilice, e é previsible que nun futuro redúzase si se manteñen as dinámicas actuais. Dentro das outras enerxías renovables destaca a bioenerxía, que tamén están a contribuír progresivamente máis, aumentando desde o 1,4 % de cota en 2001 até o 2,75 % en 2021.

A importancia crecente das enerxías renovables, non só no sector eléctrico, ven explicada polo seu desenvolvemento tecnolóxico e pola evolución dos seus custes. Neste eido, a International Renewable Energy Agency (IRENA) mantén actualizada información nas súas bases de datos e documentos sobre esas cuestións, analizando vinte e cinco mercados de renovables a nivel mundial. Nun informe recente confirma a tendencia á baixa dos custes medios ponderados da electricidade xerada polas novas instalacións solares fotovoltaicas e os proxectos terrestres e mariños de enerxía eólica, que no contexto de prezos dos combustibles fósiles converte a estas tecnoloxías en moi competitivas (IRENA 2022a). No Cadro 1.1 reflíctese ese comportamento medio, destacando en particular unha importante caída dos custes da enerxía fotovoltaica de máis dun 88 % nas instalacións do ano 2021 respecto ás do ano 2010, así como caídas superiores ao 60 % nos custos da enerxía termosolar e das eólicas terrestre e mariña.

Cadro 1.1: Custes medios ponderados xeración electricidade $/KWh. Fonte: elaboración propia a partir de IRENA (2022a)

Tecnoloxía	2010	2021	Variación
Fotovoltaica	0,417	0,048	-88,5 %
Eólica terrestre	0,102	0,033	-67,6 %
Eólica mariña	0,188	0,075	-60,1 %
Bioenerxía	0,078	0,067	-14,1 %
Hidroeléctrica	0,039	0,048	23,1 %
Xeotermia	0,050	0,068	36,0 %
Termosolar	0,358	0,114	-68,2 %

2.3.2. Emisións asociadas á xeración

No que respecta ás emisións vinculadas á electricidade, aumentaron significativamente desde as 7Gt de CO_2 no ano 2001 até as máis de 12 Gt de 2021 (Figura 1.9), o que supón un aumento de algo máis do 71 % nese período. Este dato é importante, xa que máis dun terzo das emisións relacionadas coa enerxía están causadas polo sector eléctrico. A explicación reside no importante incremento da xeración (lémbrese, máis do 80 %) e na propia configuración do sistema eléctrico mundial de 2021, que a pesares do avance das enerxías renovables aínda conta con preto dun 62 % do sistema baseado en combustibles fósiles, principalmente en centrais térmicas de carbón e en ciclos combinados de gas. De feito, só se deu unha redución dun 2 % da cota conxunta en termos de potencia instalada deste tipo de combustibles en 2021 respecto da súa presenza no ano 2001.

Considerando a intensidade de emisión (ratio entre emisións de CO_2 e electricidade producida), na Figura 1.9 obsérvase que a intensidade media de emisión do *mix* tecnolóxico mundial diminuíu só lixeiramente no período 2001-2021, situándose nos últimos anos por baixo dos 450 gCO_2eq/kWh, fronte a valores por enriba dos 480 gCO_2eq/kWh a mediados do período (Figura 1.9, eixo dereito). A contribución do carbón é clave para entender o porqué destas elevadas cifras. A lixeira redución da intensidade explícase polo intercambio tecnolóxico entre gas natural e derivados do petróleo, que debido á menor intensidade de emisións do gas favorece a redución, así como polo avance das enerxías renovables, con intensida-

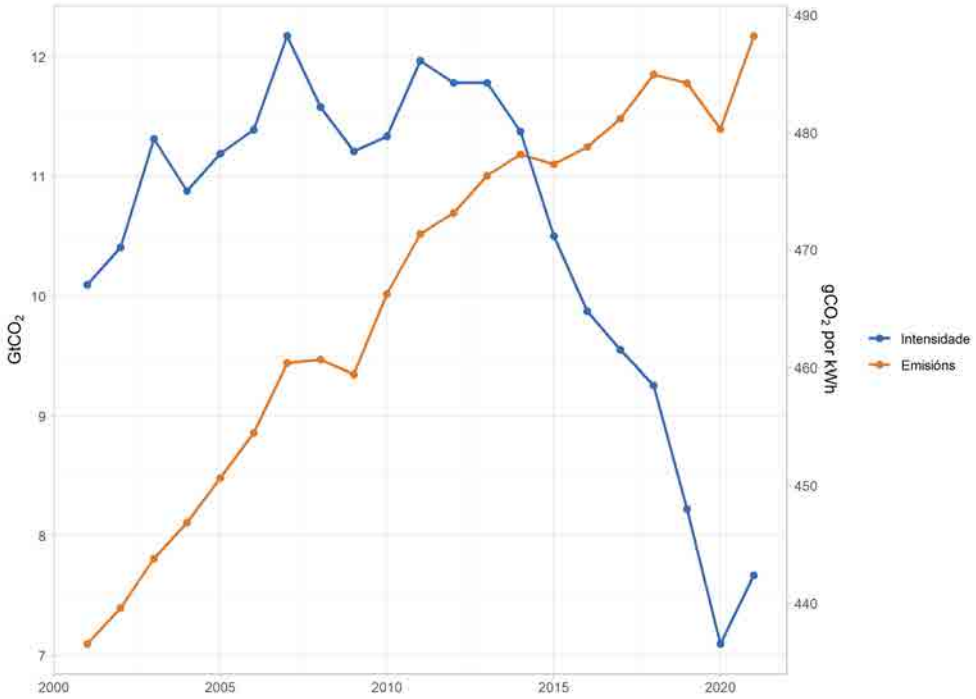


Figura 1.9: Emisións mundiais asociadas á xeración de electricidade (eixo esquerdo). Intensidade das emisións por electricidade xerada (eixo dereito). Fonte: Elaboración propia a partir de EMBER (2022)

des moi baixas en comparación cos combustibles fósiles. O Cadro 1.2 amosa estas diferenzas entre as intensidades das distintas tecnoloxías.

Cadro 1.2: Intensidades de emisión CO_2eq por tecnoloxía. Fonte: Elaboración propia a partir de IPCC (2014)

Tecnoloxía	Emisións gCO_2eq/kWh
Carbón	820
Gas	490
Outros fósiles	700
Nuclear	12
Hidráulica	24
Eólica	11
Solar	48
Bioenerxía	230
Outras renovables	38

Outro dato de interese é o das emisións *per cápita* vinculadas ao sector, amosando un significativo aumento entre 2001 e 2021, ao pasar de 1,14 tCO_2 a 1,56 tCO_2 *per cápita*, o que supón un incremento dun 38 % (EMBER 2022). Se unimos a crecente poboación a este aumento de emisións, obrigará a considerar os factores xa mencionados de eficiencia e configuración do sistema eléctrico para contribuír ao logro dos obxectivos climáticos.

3. Contexto UE

A UE é unha área económica relevante no ámbito enerxético polos seus niveis elevados de consumo, pola súa dependencia enerxética do exterior, con importantes transaccións comerciais asociadas, e polo seu firme compromiso na redución de gases de efecto invernadoiro

causados pola produción e uso de enerxía.

3.1. Consumo enerxía primaria, emisións e intensidade enerxética

A situación e evolución do comportamento enerxético na Unión Europea de forma agregada pode verse con balances de fluxos de recursos enerxéticos empregados e o destino dos mesmos (Eurostat 2022c). En canto ao consumo total de enerxía primaria, obsérvase un lixeiro aumento co auxe económico dos primeiros anos do século, e unha certa caída coa crise de 2009 que despois ven acompañada dunha recuperación da demanda de enerxía, para en anos recentes situarse en niveis que non superan o consumo absoluto de enerxía primaria do ano 2001, concretamente, un 9,1 % menos de consumo en 2021 respecto a ese ano (Figura 1.10).

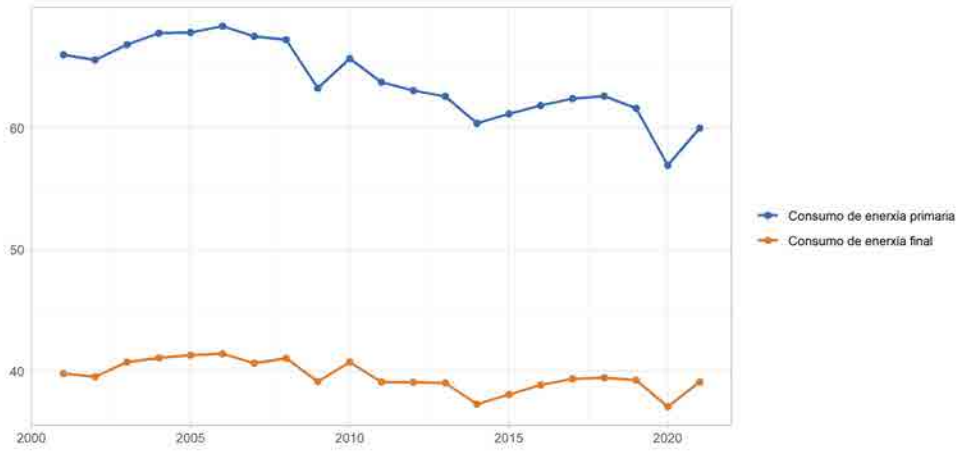


Figura 1.10: Consumo enerxía primaria e enerxía final na UE-27. EJ. Fonte: Elaboración propia a partir de BP (2022) e Eurostat (2022a)

A análise do consumo de enerxía final condúcenos a conclusións similares, aínda que se detecta unha menor caída respecto ao consumo primario, até situarse en niveis lixeiramente por embaixo respecto aos do ano 2001 de tan só un 1,7 % menos. O feito de que a caída no consumo de enerxía primaria sexa maior que a caída da enerxía final reflicte unha maior eficiencia na transformación da primeira na segunda, froito da transformación do *mix*. En termos *per cápita* o consumo de enerxía primaria descendeu ao redor dun 13 % nas dúas últimas décadas, situándose en aproximadamente 150 GJ *per cápita* en 2020 (Eurostat 2022a).

As emisións de CO_2 asociadas á enerxía na UE reducíronse entre 2001 e 2021 un 23,75 %, para pechar o último ano cun valor lixeiramente por encima das 2,7 Gt. É un dato moi destacable si se compara coa tendencia mundial de aumento de emisións. A contribución das emisións da UE respecto das globais está por baixo do 9 %. Estas cifras poñen de manifesto o compromiso da UE cos obxectivos climáticos si as comparamos coas outras potencias económicas a nivel mundial. No caso de EE. UU., aínda que se reduciron emisións nese período, a súa contribución supón aínda un 14 % do total, e si se observa o caso de China, hai un aumento significativo das súas emisións nese período, até superar claramente o 30 % do total mundial (Figura 1.11).

Con todo, en termos *per cápita* Estados Unidos segue por enriba das outras dúas potencias económicas con case 14 toneladas de CO_2 por habitante no ano 2021, fronte a 8 de China e ao redor de 6 tCO_2 *per cápita* da UE.

Se analizamos a relación coa actividade económica, obsérvase que a intensidade enerxética da economía da Unión Europea reduciuse case un 30 % dende 2001 até 2021 (Figura 1.12). Comparando estas intensidades coas que se dan a escala mundial, en valores absolutos a intensidade enerxética é menor, a porcentaxe de redución é maior e acelérase máis a redución na última década nos países europeos.

Entran en xogo diversos factores para comprender esta evolución: por unha banda as

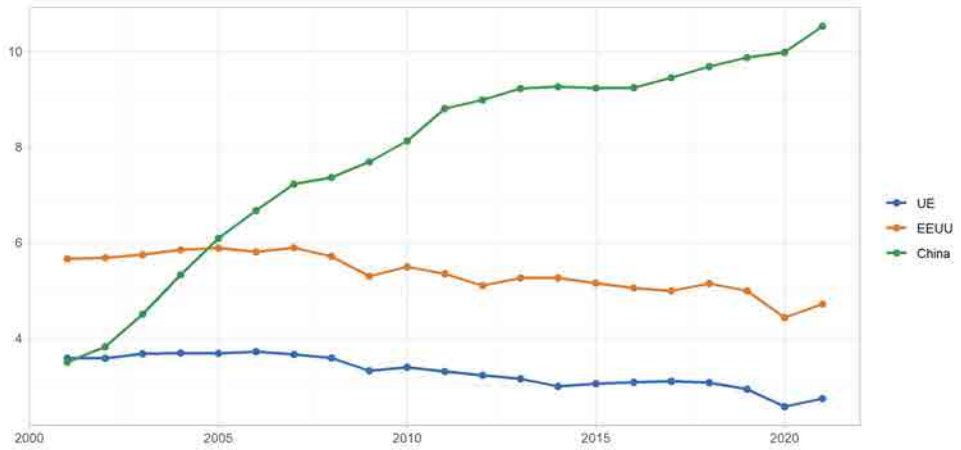


Figura 1.11: Emisións CO_2 ($GtCO_2$) da UE-27, EE. UU. e China. Fonte: Elaboración propia a partir de BP (2022)

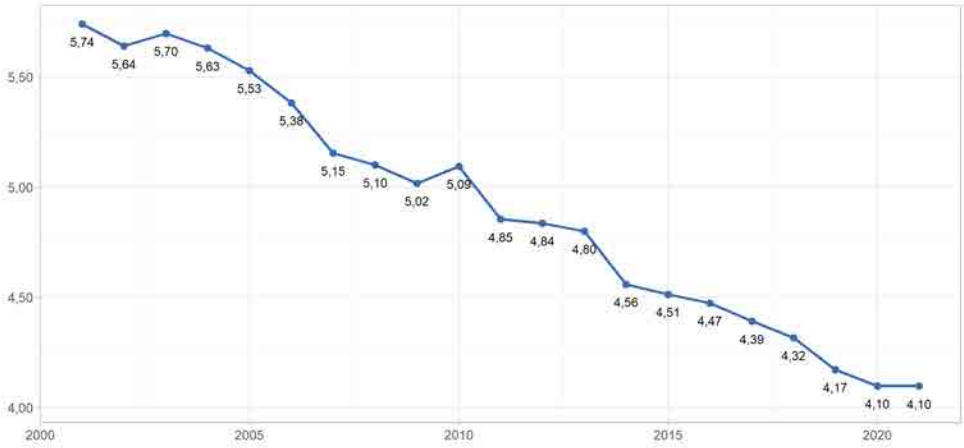


Figura 1.12: Intensidade enerxética primaria Unión Europea. EJ/billón dólares (2015). Fonte: Elaboración propia a partir de BP (2022) e World Bank (2022)

diferentes melloras de eficiencia nos procesos de produción desde un punto de vista enerxético, e, por outra, os cambios a nivel sectorial. Tanto o paso de industrias máis intensivas en enerxía a outras menos intensivas dentro dun sector, como a deslocalización noutros continentes de sectores industriais cun maior uso de enerxía, e o maior peso do sector servizos, que habitualmente emprega menos enerxía, contribúen a esta caída.

3.2. Recursos primarios

O *mix* enerxético da UE-27 en 2020, en termos de enerxía bruta dispoñible, estivo formado por un 34,5 % de petróleo e derivados, un 10,5 % de combustibles fósiles sólidos, basicamente carbón, un 23,7 % de gas natural, un 12,7 % de enerxía nuclear, un 17,4 % de renovables e un 1 % de residuos non renovables (Eurostat 2022a). A grandes liñas, isto supón que consume unha proporción lixeiramente maior de petróleo e derivados respecto da cota mundial, que utiliza bastante menos carbón, emprega un nivel similar de gas natural e destácase a súa maior cota de enerxía nuclear e tamén de enerxías renovables. Neste último grupo analízanse conxuntamente a hidráulica e o resto de renovables, que inclúen aos biocombustibles. En conxunto un 68,7 % da enerxía provén de combustibles fósiles.

A evolución do *mix* nas últimas décadas implicou unha perda significativa de peso do carbón (Figura 1.13). En 1990 o conxunto de combustibles fósiles sólidos supuña un 26 % do *mix*, a principios de século contaba cunha cota do 18,5 %, para finalmente pechar 2020 co 10,5 %. No caso do petróleo, mantén máis ou menos constante a súa cota en torno ao 40 % durante bastantes anos para empezar a perder participación de forma progresiva desde o ano 2000, situándose sobre o 35 % de forma máis ou menos estable os últimos anos. O gas natural foi aumentando de forma sostida a súa contribución ao *mix* desde o 16,8 % en 1990, pasando por un 20 % en 2000, até alcanzar a súa participación máis alta en 2020 co 23,7 %.

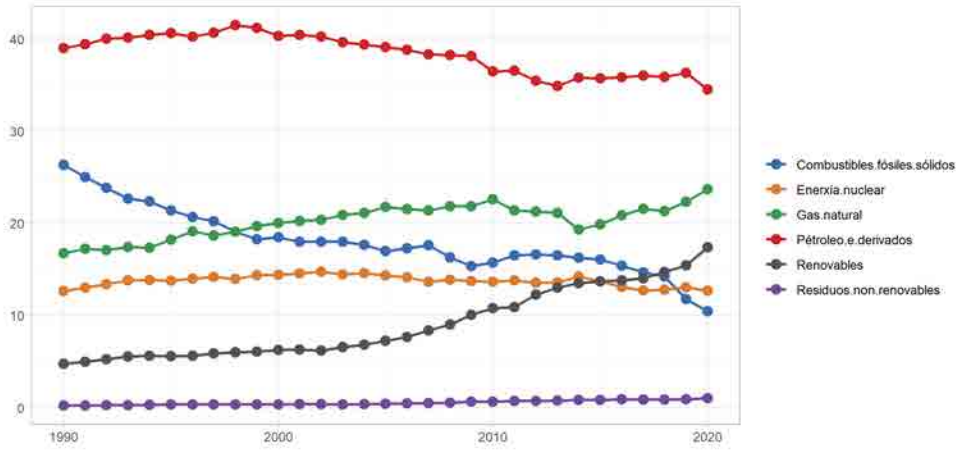


Figura 1.13: Participación porcentual recursos enerxéticos na enerxía bruta dispoñible da UE-27 (1990-2020). Fonte: Elaboración propia a partir de Eurostat (2022a)

En canto aos recursos enerxéticos non fósiles, enerxía nuclear e fontes renovables, destaca que a súa contribución conxunta foi crecendo ao longo das tres últimas décadas. En 1990 apenas supuñan un 17 % do total, e en 2020 achegan máis do 30 % da enerxía da UE. No caso da enerxía nuclear, contaba coa mesma cota en 1990 que a que significou en 2020. Si se ve a traxectoria da súa participación, obsérvase que aumenta nos 90 e principios de século, alcanzando a súa máxima contribución ao sistema en 2002 cun 14,7 % para despois ir descendendo paulatinamente. As enerxías renovables e os biocombustibles viviron un continuo auxe ao longo dos últimos anos, desde unha cota dun 4,8 % en 1990 até lograr en 2020 un 17,4 %. O comportamento da contribución individual de cada un dos recursos renovables descríbese na análise do sistema eléctrico, dado que é o principal destino destes recursos primarios.

Unha característica negativa dos países UE-27 é o alto grao de dependencia exterior en materia enerxética. Na Figura 1.14 reflíctese esta situación, amosando ademais que non hai mostras de melloría co paso do tempo. En 2020 un 57,5 % da enerxía na UE procedía de re-

cursos importados, o que supón mesmo un lixeiro aumento respecto ao ano 2000, onde a dependencia situábase no 56,3 %. Obviamente, hai comportamentos diferenciados entre países, pero esta dependencia compromete, tanto pola vía da evolución de prezos nos mercados internacionais, como por tensións xeopolíticas, a estabilidade da subministración enerxética, e, polo tanto, o propio funcionamento da economía.

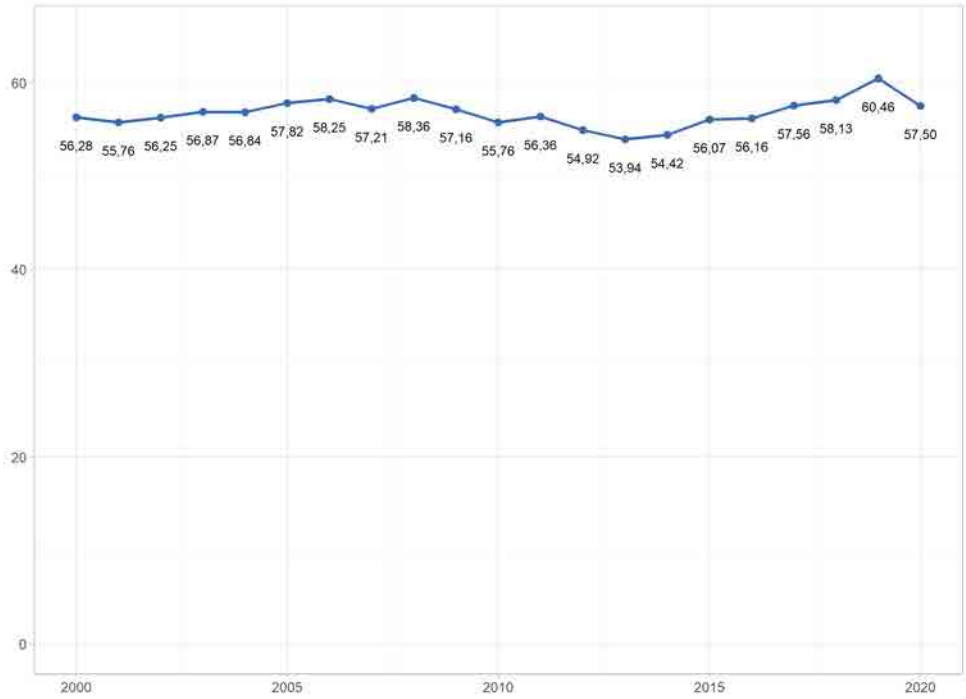


Figura 1.14: Dependencia enerxética UE-27 (%). Fonte: Elaboración propia a partir de Eurostat (2022a)

3.3. Electricidade

No ano 2001 na UE xeráronse 2.700 TWh de electricidade e en 2021 algo máis de 2.850 TWh, isto supón un aumento de xeración ao longo destas dúas décadas dun 5,6 %. Este aumento, considerando á súa vez a caída do consumo de enerxía primaria para o mesmo período, reflicte a crecente importancia da electricidade como referencia do sistema enerxético. Concretamente, no ano 2001 a proporción de electricidade xerada respecto ao consumo de enerxía primaria era dun 14,75 %, situándose en 2021 nun 17,2 % (Figura 1.15).

3.3.1. Recursos primarios para a xeración de electricidade

En canto aos recursos enerxéticos utilizados, destaca en primeiro lugar a enerxía nuclear, aínda que foi perdendo peso ao longo das dúas últimas décadas. Supuxo máis dunha cuarta parte da xeración de electricidade en 2021 fronte a aproximadamente un terzo que xeraba en 2001 (Figura 1.16). Sobresae Francia, que conta con 56 reactores operativos, o que fai que máis do 70 % da súa electricidade sexa de orixe nuclear, a porcentaxe máis alta de todo o mundo.

Á enerxía nuclear séguelle en importancia actualmente o gas natural, que avanzou de forma continua dende unha contribución do 13 % en 2001 até un 18,7 % en 2021. En terceiro lugar do *mix* eléctrico europeo sitúase o carbón, que perdeu un 50 % de cota nestes vinte anos, pasando de xerarse con este combustible un 29,4 % da electricidade da UE en 2001 a un 14,7 % en 2021.

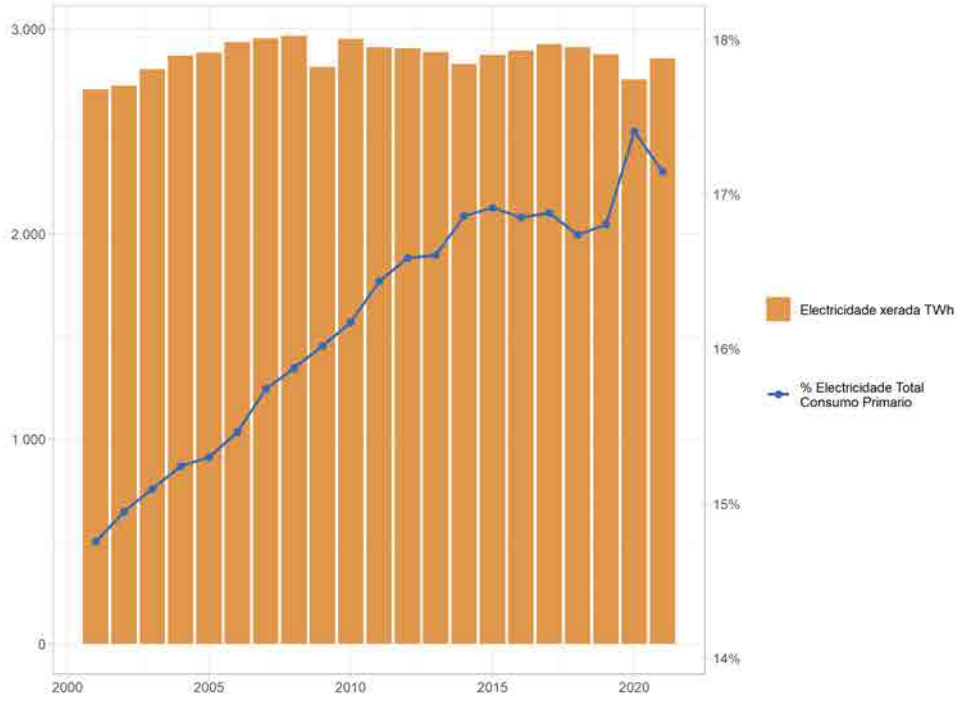


Figura 1.15: Electricidade xerada na UE-27 (eixo esquerdo). Porcentaxe de electricidade sobre consumo primario de enerxía (eixo dereito). Fonte: Elaboración propia a partir de EMBER (2022)

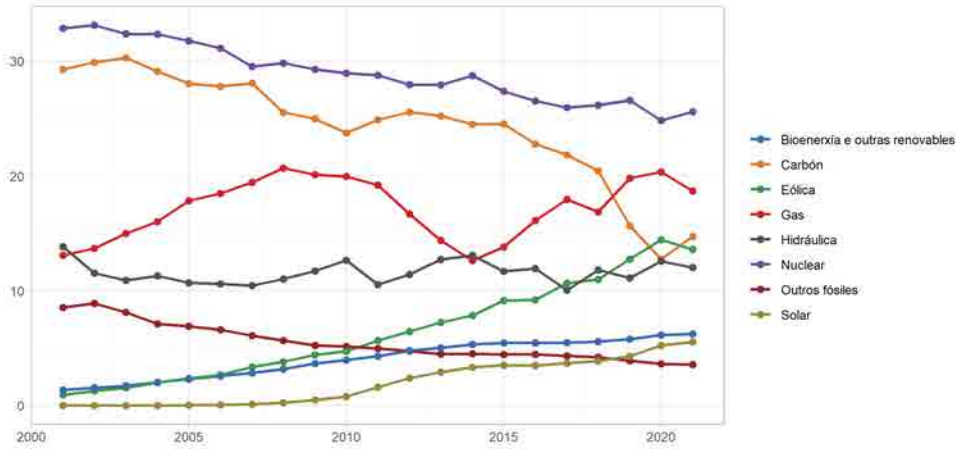


Figura 1.16: Participación dos recursos primarios na xeración de electricidade na UE-27. Fonte: Elaboración propia a partir de EMBER (2022)

A enerxía eléctrica obtida con outros combustibles fósiles, como derivados do petróleo, perdeu participación, e sitúase en 2021, en torno ao 3,6 %, cando a principios de século roldaba o 9 %, sendo unha evolución similar ao comportamento medio mundial presentado antes. Esta evolución contrasta coas fontes bioenerxéticas, biomasa e biogás, que creceron significativamente na UE, desde un 1,3 % de contribución en 2001 até o 6,2 % en 2021.

Se consideramos conxuntamente todas as fontes renovables, en 2021 supoñen a orixe do 37 % da electricidade europea. A enerxía hidroeléctrica, segue un patrón de estabilidade, dentro da variabilidade propia dun recurso natural que depende da pluviosidade, e no período estudado mantense entre un 10,5 % e un 13,5 % de cota de xeración. Destaca, por último, o importante avance das enerxías renovables eólica e solar no sistema eléctrico europeo. En 2021 alcanzaron a súa maior participación no *mix*, ao sumar conxuntamente máis dun 19 % da xeración, algo moi significativo considerando que a principios de século a suma de ambas non chegaba ao 1 %. Este dato sitúa á UE claramente por riba da media mundial no uso deste tipo de tecnoloxías. A enerxía eólica conta desde o inicio do desenvolvemento cunha maior participación que a enerxía solar. En 2021 un 13,6 % da xeración eléctrica foi de orixe eólica, fronte a un 5,55 % de solar, o que converte a esta tecnoloxía no recurso renovable máis utilizado ao superar tamén a cota da enerxía hidráulica.

3.3.2. Emisións asociadas á xeración

No que respecta ás emisións vinculadas á electricidade, diminuíron nos últimos anos, desde as 1,1 Gt de CO_2 como punto álxido alcanzado en 2007 até as 0,75 Gt de 2021, o que supón reducións de emisións superiores ao 25 % nun contexto de lixeiro aumento de demanda de electricidade. A explicación reside na configuración do sistema eléctrico europeo, que se transformou de forma importante nas últimas décadas. O avance das enerxías renovables, en detrimento sobre todo do carbón, unido ao importante rol que mantén a enerxía nuclear, supón que un 63 % da enerxía eléctrica en 2021 non se basease en combustibles fósiles, cando no ano 2001 a porcentaxe obtida con fontes non emisoras era de menos da metade, concretamente dun 49 %.

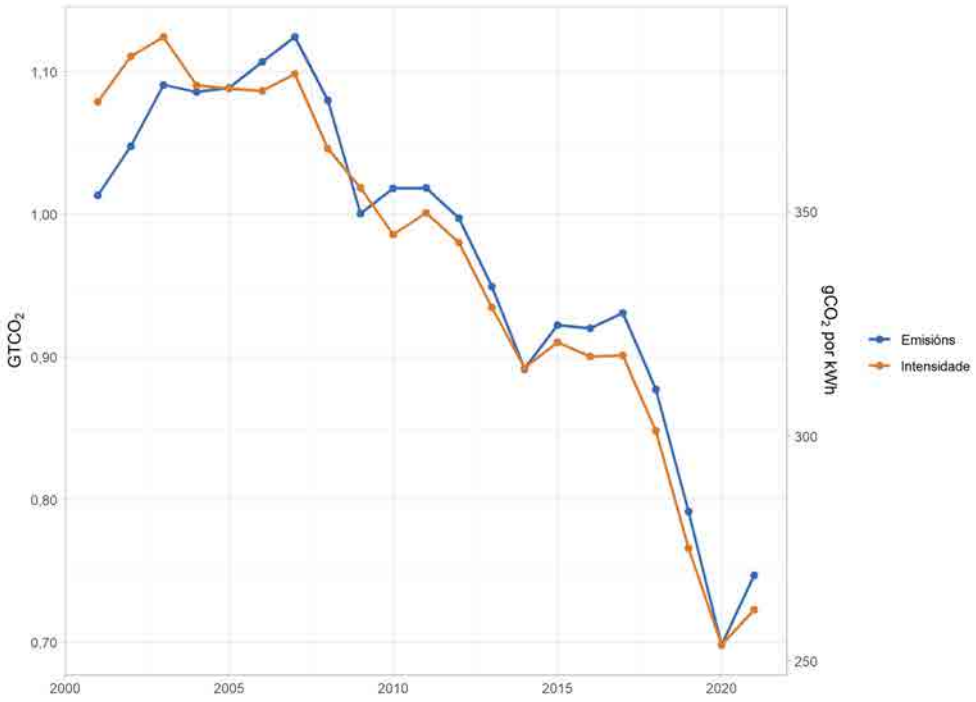


Figura 1.17: Emisións da UE-27 asociadas á xeración de electricidade en $GtCO_2$ (eixo esquerdo). Intensidade das emisións por electricidade xerada en gCO_2 por kWh (eixo dereito). Fonte: elaboración propia a partir de EMBER (2022)

Esta evolución positiva de participación de tecnoloxías non emisoras, tamén se reflicte no

comportamento da intensidade de emisión por unidade de enerxía xerada ou nas emisións *per cápita*. A intensidade media de emisión diminuíu no período 2001-2021, desde os 380 gCO_2eq/kWh até situarse en 2021 en 260 gCO_2eq/kWh, unha redución de case un terzo que sitúa á UE moi por baixo da media mundial, que rolda en anos recentes os 450 gCO_2eq/kWh. As emisións *per cápita* vinculadas á xeración eléctrica tamén se reduciron entre 2001 e 2021, ao pasar de 2,36 tCO_2 a 1,68 tCO_2 *per cápita*, o que supón unha redución de case un 29 %, aínda que está lixeiramente por encima da media mundial.

3.4. Futuro enerxético: planificación

A traxectoria seguida polas magnitudes enerxéticas da UE reflicte o compromiso coa descarbonización da economía europea nun proceso claro de transición enerxética, no que se agarda unha importante electrificación do sistema enerxético. O obxectivo a longo prazo da UE é lograr a neutralidade en emisións de carbono para 2050, aspirando en paralelo a mellorar a calidade de vida dos cidadáns europeos. O futuro das accións de política enerxética está recollido no Pacto Verde Europeo (Green Deal) (European Commission 2022a). A enerxía é un dos eixos do pacto, e os tres principios que o inspiran son:

- Garantir unha s**ubministración enerxética segura e asequible para a UE**.
- Desenrolar un **mercado da enerxía da UE plenamente integrado, interconectado e dixitalizado**.
- Priorizar a **eficiencia enerxética**, mellorar o **rendemento enerxético dos edificios** e desenvolver un sector enerxético baseado en gran medida en **fontes renovables**.

Como obxectivo intermedio cara á neutralidade climática, a UE pretende reducir as emisións en polo menos un 55 % de aquí a 2030 respecto dos niveis de 1990. Para iso establécese o paquete de medidas "Obxectivo 55" (*Fit for 55*) para revisar a lexislación en materia de clima, enerxía e transporte para lograr os obxectivos climáticos (Consello Europeo 2022). Entre as accións e metas sinaladas para os próximos anos, destacan:

- Aumentar ao 40 % o obxectivo vinculante relativo á achega de fontes de enerxía renovable no *mix* enerxético da Unión no ano 2030.
- Lograr melloras de eficiencia enerxética, cunha redución total de entre o 36 e o 39 % do consumo de enerxías primaria e final de aquí a 2030.
- Introducir cambios no réxime de comercio de dereitos de emisión con obxectivos de redución sectorial maiores. O obxectivo de redución baixo o sistema pasa a ser de un -61 % en 2030 respecto ao comezo en 2005. O transporte por estrada estará suxeito en 2026 a dereitos de emisión e porase prezo á contaminación.
- Fiscalidade do carbono en aviación e transporte marítimo, fomentando o uso de combustibles sustentables.
- Non se permitirá introducir no mercado vehículos novos que emitan CO_2 a partir de 2035.
- Na industria, aumentar a unha taxa anual do 1,1 % o uso de enerxías renovables.
- En 2030 máis do 35 % do hidróxeno usado terá orixe renovable.
- Establecemento dun Fondo Social para o Clima para apoiar aos cidadáns da UE máis afectados pola pobreza enerxética ou de mobilidade ou máis expostos a esta, procurando unha transición enerxética xusta.
- Melloras na eficiencia na edificación en renovacións e rehabilitacións. En edificios fomentárase que se utilicen enerxías renovables, como orientación indícase un 49 % de uso.
- Potenciar a capacidade de absorción natural de carbono a 310 Mt.

- Establecer un mecanismo de axuste en fronteira por carbono, para equilibrar as desvantaxes competitivas do comercio exterior motivadas polas accións climáticas.
- Potenciar a acción mundial polo clima mediante financiamento da UE.

Mediante os diferentes paquetes lexislativos que se vaian acordando, que afectarán a numerosas directivas, sentáranse as bases de acción común. Os países da UE deben establecer, en consecuencia, un plan nacional integrado de enerxía e clima (PNIEC) de 10 anos para o período 2021-2030, no que definan as súas políticas vinculadas a eses principios e metas, que se revisará en función de novas orientacións e directrices que se poidan acordar. Neste sentido, o continuo cambio de obxectivos, metas e políticas que se deu ao longo dos anos obriga a un permanente escrutinio e análise de prospectiva para situar e anticipar, na medida do posible, a dirección da política enerxética.

No momento actual cabe apuntar que como consecuencia da invasión de Ucraína, ao verse comprometida a seguridade enerxética europea estableceuse o plan REPowerEU (Comisión Europea 2022). En particular, preténdese acelerar a transición enerxética para reducir a dependencia de combustibles fósiles procedentes de Rusia, tomando como base o paquete de propostas "Obxectivo 55" e completando as accións relativas á seguridade da subministración e o almacenamento de enerxía.

Este plan supón unha reorientación da estratexia europea, xa que o consumo de gas da UE diminuirá de forma máis acelerada do previsto, o que limitará o papel do gas como combustible de transición. Requiriranse investimentos en seguridade da subministración, con investimentos a gran escala na rede eléctrica e impulso do hidróxeno; manterase practicamente a infraestrutura petroleira; e outros recursos como o carbón, a enerxía nuclear e o gas de explotación propia dos países UE poderían utilizarse máis tempo e en máis cantidade do previsto. A Comisión Europea está a propor metas máis ambiciosas no marco do paquete "Obxectivo 55":

- Aspírase a incrementar até o 45 % a participación das enerxías renovables no sistema enerxético da UE.
- Proponse un importante desenvolvemento da enerxía solar fotovoltaica e aproveitar o potencial da enerxía eólica mariña.
- Planéase unha aceleración notable do hidróxeno renovable, cifrando en 10 millóns de toneladas a produción europea en 2030, e un importante esforzo para habilitar infraestruturas axeitadas para toda a cadea de valor asociada.
- Reforzárase o papel dos biogases e da bioenerxía, especialmente para o seu uso na industria.
- Planéase incrementar as accións en eficiencia enerxética, xa que supoñen o modo máis simple de reducir a dependencia enerxética, elevando a meta de eficiencia por enriba do 40 %.

A análise da Comisión indica que o plan REPowerEU implica un investimento adicional de 210.000 millóns de euros de aquí a 2027, ademais do necesario para acadar os obxectivos das propostas do paquete de medidas "Obxectivo 55". O conxunto de actuacións vai facilitar un aforro de importacións de combustibles fósiles de 93.000 millóns de aquí a 2030. Este ambicioso plan vai obrigar a acordar actuacións e revisar os Plans Nacionais Integrados de Enerxía e Clima, que deberían estar adaptados no ano 2024.

Entre as múltiples actuacións de política enerxética, na conxuntura actual de prezos da enerxía, tamén se contempla a necesidade de medidas específicas para minimizar a volatilidade, manter os prezos baixo control e protexer ás persoas en situación ou en risco de pobreza enerxética, a fin de garantir unha transición xusta para todos. Unha das opcións de política é a fiscalidade do sector, mediante impostos específicos a beneficios extraordinarios das compañías enerxéticas (European Commission 2022b).

4. Contexto en España

España, a nivel UE, é un país que se pode considerar unha illa enerxética polo seu escaso nivel de interconexión internacional en infraestruturas eléctricas e de gas, especialmente

respecto de Francia. Ademais, tamén se caracteriza pola súa alta dependencia enerxética do exterior, que a sitúa por riba da media europea. O trazo positivo é que conseguiu diminuír esa dependencia de forma progresiva nos últimos anos. No ano 2000 a porcentaxe de dependencia era dun 76,8 %, un 20 % máis que a media UE, logrando reducirse até un 67,9 % en 2020, o que supón un 10 % por enriba da media dos países UE.

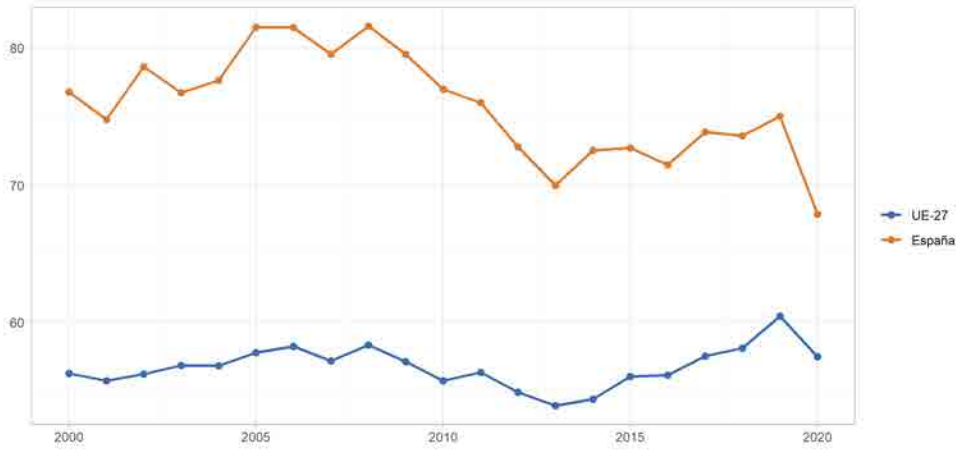


Figura 1.18: Dependencia enerxética España e UE-27 (%). Fonte: elaboración propia a partir de Eurostat (2022a)

4.1. Consumo enerxía primaria, emisións e intensidade enerxética

En canto ao consumo total de enerxía primaria, no ano 2021 con 5,6 EJ España situouse na cuarta posición do conxunto de países da UE, por detrás de Alemaña, Francia e Italia. A tendencia nas dúas últimas décadas é dun aumento nos anos de crecemento económico até a caída de 2008-2009, unha recuperación do consumo posterior, para reducirse despois lixeiramente, e rematar coa consabida caída máis abrupta pola crise COVID-19 do ano 2020. En 2021 sitúase o consumo primario nun valor lixeiramente inferior ao de principios de século, concretamente un 2,7 % menos (Figura 1.19). A análise do consumo de enerxía final condúcenos a conclusións similares, o pico alcánzase con algo máis de 4,1 EJ en 2007, e despois dáse unha caída menor en anos recentes, até situarse tamén en niveis lixeiramente menores aos do ano 2001. En termos *per cápita* o consumo de enerxía primaria descendeu ao redor dun 16 % nas dúas últimas décadas, cun valor en 2021 de 117,4 GJ/Pob, por baixo da media europea (BP 2022).

As emisións de CO_2 asociadas á enerxía en España diminuíron entre 2001 e 2021 un 21,6 %, en liña coa redución que se deu na UE, para pechar o último ano cun valor de 0,246 Gt, aínda que este valor segue sendo superior ao de 1990, que era de 0,215 Gt (Figura 1.20). O volume de emisións actual supón menos do 10 % do total das emisións da UE. En termos *per cápita*, as emisións españolas roldan as 5,4 tCO_2 *per cápita* ano, tamén lixeiramente por baixo da referencia da UE.

A intensidade enerxética primaria da economía española reduciuse un 21 % desde 2001 até 2021 (Figura 1.21). Comparando esta evolución coa europea, deuse unha menor redución porcentual, comezou en 2001 nun nivel similar de intensidade enerxética para rematar en 2021 un 10 % por riba da intensidade media da UE.

4.2. Recursos primarios

O *mix* enerxético de España en 2020, medido en enerxía bruta dispoñible, estivo formado por un 44,1 % de petróleo, un 23,7 % de gas natural, un 16,2 % de renovables (correspondendo un 2,2 % a hidráulica), un 12,1 % de enerxía nuclear e un 2,6 % de carbón (MITERD 2022a). O

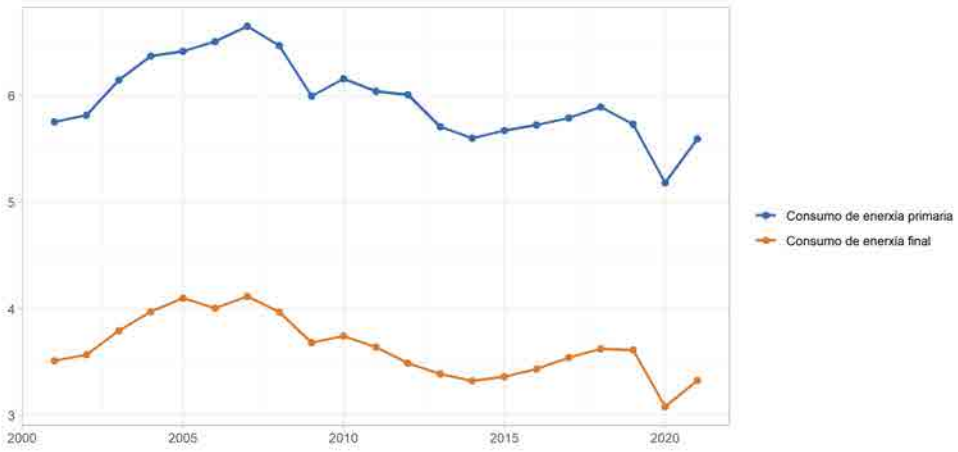


Figura 1.19: Consumo enerxía primaria e enerxía final en Epaña. EJ. Fonte: Elaboración propia a partir de BP (2022) e Eurostat (2022a)

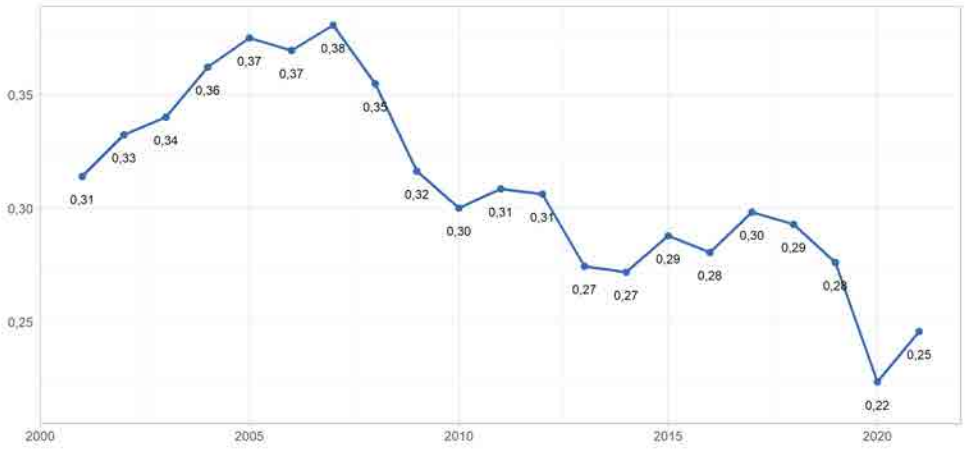


Figura 1.20: . Emisións españolas CO_2. Gt. Fonte: elaboración propia a partir de IEA (2022)

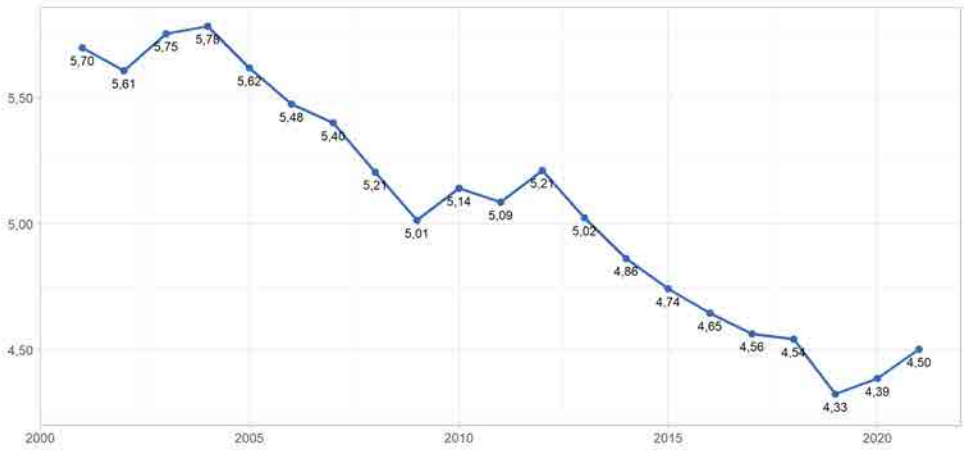


Figura 1.21: Intensidade enerxética primaria española. EJ/billón dólares (2015). Fonte: elaboración propia a partir de BP (2022) e World Bank (2022)

ano 2020 vén marcado por unha menor necesidade de enerxía en relación a anos anteriores debido ao COVID-19, o que provoca que o petróleo caia un pouco en participación respecto ao ano 2019, e aumenten a súa cota as enerxías renovables e a enerxía nuclear (Figura 1.22).

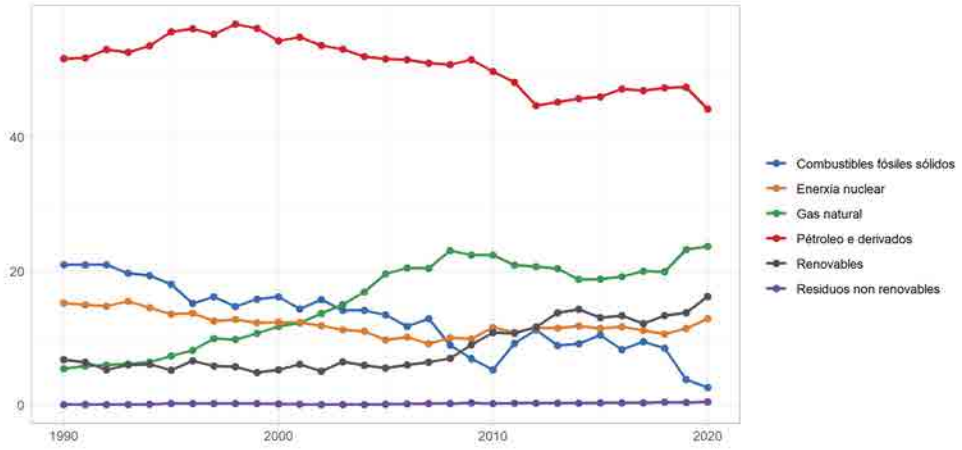


Figura 1.22: Participación porcentual recursos enerxéticos na enerxía bruta dispoñible de España (1990-2020). Fonte: elaboración propia a partir de Eurostat (2022a)

Resalta nestas cifras dos últimos anos que España ten unha maior participación do petróleo respecto da referencia do conxunto UE, utiliza proporcionalmente bastante menos carbón e conta cunha cota similar no seu *mix* de gas natural, enerxías renovables e enerxía nuclear. Nas enerxías renovables analízanse conxuntamente a hidráulica e o resto de renovables que inclúen a bioenerxía. En conxunto, no ano 2020 un 70,5 % da enerxía bruta dispoñible provén de combustibles fósiles.

A análise da evolución do *mix* ao longo das tres últimas décadas mostra que o petróleo mantén a súa hexemonía como recurso enerxético máis utilizado e clave para a economía española.

Até 2009 a súa participación superaba o 50 % do *mix*, cun máximo en 1998 onde alcanzou unha cota do 56,8 %. Na última década perdeu algo de peso, situándose ao redor do 45 % a súa contribución. Sitúase sempre de forma clara por encima da referencia UE, polo elevado peso do transporte por estrada en España, así como polo transporte marítimo e a aviación, cun alto compoñente asociado ao turismo.

O outro combustible fósil con máis relevancia é o gas natural, que foi aumentando de forma paulatina a súa contribución ao *mix* dende o 5,4 % en 1990, pasando por un 11,7 % en 2000, até alcanzar a súa participación máis alta en 2020 co 23,7 %. De tódolos xeitos, a progresión ascendente non está clara nos últimos anos, dende que en 2008, xusto ao comezo da crise, cunha cota do 23,1 % alcanzou o seu máximo absoluto de cantidade de enerxía, con case 35.000 Ktep.

Os cambios no *mix* nas últimas décadas supuxeron unha caída progresiva e importante do uso do carbón. En 1990 o conxunto de combustibles fósiles sólidos, sobre todo carbón, supuña case un 21 % do *mix*, a principios de século contaba cunha cota en torno ao 15 %, e a partir de 2017, cando contaba cunha cota do 9,5 %, sofre unha rápida caída nos seguintes anos para pechar 2020 co 2,6 %. En 2020 apenas 3.100 ktep de enerxía procederon do carbón, quedando moi lonxe da achega do ano 2002, cando se alcanzou o máximo de cantidade de enerxía obtida do carbón de 21.602 ktep.

En canto aos recursos enerxéticos non fósiles, aumentaron a súa contribución nos últimos anos. Entre 1990 e 2010 supuñan sobre un 20 % do *mix*, para despois escalar en importancia, até rozar en 2020 o 30 % do *mix*. A explicación reside no aumento das fontes renovables, moi superior á lixeira perda de cota da enerxía nuclear. No caso da enerxía nuclear, contaba en 1990 cunha participación do 15 % e estabilizouse en torno ao 11,5 % na última década, cun lixeiro aumento no ano 2020. En termos absolutos, a súa máxima contribución dáse en 2001 con máis de 16.400 ktep.

As enerxías renovables e os biocombustibles viviron un continuo auxe ao longo dos últimos anos, desde unha cota dun 6,8 % en 1990 até lograr en 2020 un 16,2 %, aínda que este dato está influenciado pola crise, xa que en anos anteriores situáronse en cotas por enriba

do 13 %. Dentro desta achega renovable, ao longo dos últimos 30 anos a contribución da enerxía hidráulica foi bastante estable cunha media dun 2 % do *mix* español. Na análise do sistema eléctrico profúndase na achega da enerxía eólica e solar.

4.3. Electricidade

No ano 2001 en España xeráronse 236,5 TWh de electricidade e en 2021 algo máis de 269 TWh. Isto supón un aumento de xeración ao longo destas dúas décadas dun 14 %, máis do dobre do avance dado na UE, para acadar un 9,5 % da electricidade xerada na UE. A evolución seguiu as pautas xa comentadas en función do momento económico que atravesaba a economía. O aumento reflicte un certo proceso de electrificación da economía, considerando o escaso intercambio internacional de electricidade. Concretamente, no ano 2001 a proporción de electricidade xerada respecto ao consumo de enerxía primaria era dun 14,8 %, avanzando despois até situarse na última década en torno ao 17 %, e mesmo en 2020 por encima do 18 % (Figura 1.23).

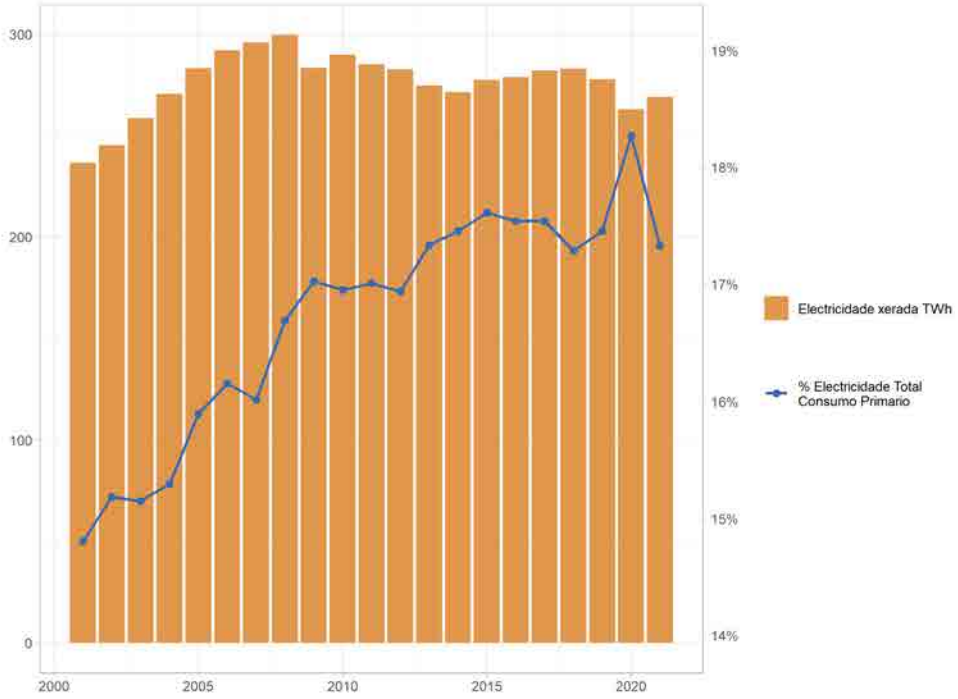


Figura 1.23: Electricidade xerada en España (eixo esquerdo). Porcentaxe de electricidade sobre consumo primario de enerxía (eixo dereito). Fonte: elaboración propia a partir de EMBER (2022)

4.3.1. Recursos primarios para a xeración de electricidade

En canto aos recursos enerxéticos utilizados, destaca o avance continuo e significativo do conxunto de recursos renovables que facilitou o 46,3 % da electricidade en 2021, cando en 2001 supuñan un 21 %, e iso sendo un dos anos de maior importancia da enerxía hidráulica con case un 17 % de participación deste recurso no *mix* de xeración (Figura 1.24). Esta participación das renovables é bastante superior á media europea, que en 2021 era dun 37,4 %. O recurso que por si só contou con máis participación foi o gas: en 2021 tivo unha cota do 26 %, cando en 2001 supuña un 10 %, o que sitúa actualmente ao sistema eléctrico español por encima da media UE en uso de gas. Con todo, no caso do gas non se pode falar dunha traxectoria ascendente, dado que o seu máximo de cota de participación sitúase entre 2006 e 2010 con máis dun 30 %, alcanzando mesmo en 2008 case un 39 %.

A enerxía nuclear amosa unha contribución descendente desde o ano 2001, onde partía dunha cota por riba do 27 %, para pechar nos últimos anos na contorna do 21 % da xeración, só lixeiramente por baixo da media da UE.

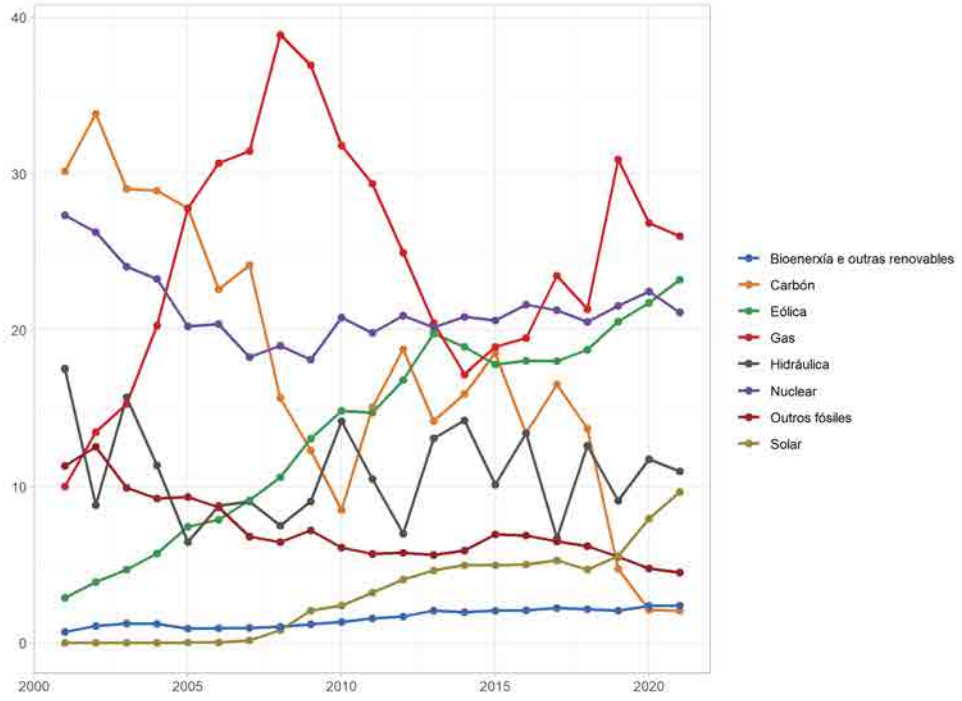


Figura 1.24: Participación dos recursos primarios na xeración de electricidade en España. Fonte: elaboración propia a partir de EMBER (2022)

Respecto ao carbón, é sen dúbida o recurso que máis peso perdeu do conxunto de tecnoloxías de xeración de electricidade en España. No ano 2001 supuña máis dun 30 % de cota, ocupando con claridade a primeira posición de todas as tecnoloxías, e en 2021, só contribuíu con apenas un 2 %, quedando moi por baixo da media europea nese ano que foi de algo máis do 14,5 %.

A enerxía eléctrica obtida con outros combustibles fósiles, como derivados do petróleo, perdeu participación seguindo un patrón similar ao do conxunto de países da UE, e tamén de forma parecida á dinámica mundial. En 2021 sitúanse en torno ao 4,5 % do total, cando a principios de século estes combustibles xeraban o 11 % da electricidade.

Se analizamos individualmente os recursos renovables, vemos que as fontes bioenerxéticas, biomasa e biogás, aumentaron a súa participación, desde un 0,7 % de contribución en 2001 até un 2,4 % en 2021. A enerxía hidroeléctrica segue sendo un recurso relevante, aínda que segue un patrón irregular característico da súa orixe natural, pois nestas dúas décadas alcanza un máximo de participación en 2001 co 17,5 %, comentado antes, e un mínimo de cota catro anos despois cun 6,5 %, para pechar en 2021 nun 11 % de participación.

Por último, destaca o significativo avance nestas dúas décadas das enerxías renovables eólica e solar no sistema eléctrico español, en liña co sucedido a nivel europeo. En 2021 acadaron a súa maior participación no *mix*, ao sumar entre elas case un terzo da xeración, feito moi significativo considerando que no ano 2001 a suma de ambas era dun 3 %. Este dato sitúa a España como referente europeo e mundial no uso deste tipo de tecnoloxías. A enerxía eólica achega desde o inicio do desenvolvemento máis enerxía que as fontes solares, aínda que parece que nos últimos anos a tecnoloxía solar acelerou bastante o seu ritmo de implantación. En 2021 un 23,2 % da xeración eléctrica foi de orixe eólica, fronte a un 9,7 % de solar, o que converte a esta tecnoloxía no recurso renovable máis utilizado, e o segundo no *mix*, tan só superado polo gas.

4.3.2. Emisións asociadas á xeración

Á luz da información anterior, de caída do peso do carbón e irrupción con forza das enerxías renovables, con peso importante do gas e da enerxía nuclear, é obvio supoñer que as emisións totais relacionadas co sistema eléctrico español reducíronse de xeito importante nos últimos anos, diminuíndo tamén a intensidade de carbono por enerxía xerada. O ano no que se alcanzou o máximo de emisións foi 2005, con 124 Mt de CO_2, e en 2021 lógrase o mínimo con algo menos de 52 Mt, mantendo o nivel de 2020, o que supón unha redución de emisións próxima ao 60 % nestes vinte anos, nun contexto de aumento de xeración eléctrica (Figura 1.25).

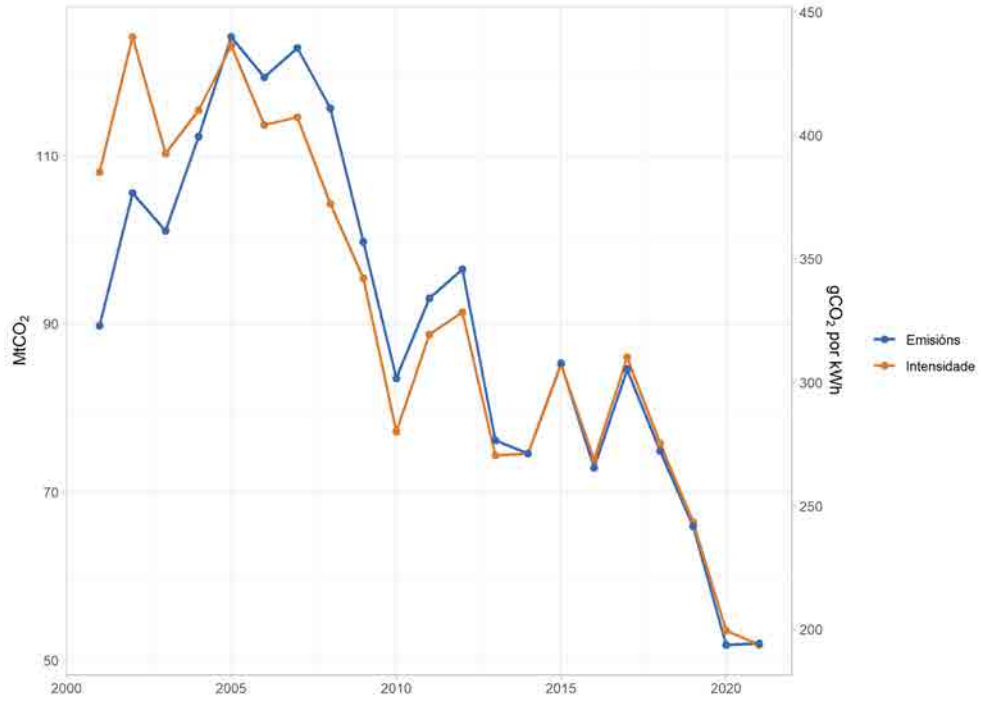


Figura 1.25: Emisións en España asociadas á xeración de electricidade (eixo dereito). Intensidade das emisións por electricidade xerada (eixo esquerdo). Fonte: elaboración propia a partir de EMBER (2022)

Esta evolución positiva da participación de tecnoloxías non emisoras, cun 67,4 % de cota conxunta, tamén se reflicte no comportamento da intensidade de emisión por unidade de enerxía eléctrica xerada ou nas emisións *per cápita*, que segue como se ve na figura unha traxectoria case paralela á das emisións do sector. A intensidade media de emisión diminuíu no período 2001-2021, desde os 440 gCO_2eq/kWh de máximo en 2002 até situarse no mínimo do período en 2021 cun valor de 194 gCO_2eq/kWh. Isto implica unha redución de más da metade nese período, para situarse claramente por embaixo da media UE e, polo tanto, da media mundial.

As emisións *per cápita* relacionadas coa xeración eléctrica tamén se reduciron entre 2001 e 2021, ao pasar de 2,3 tCO_2 a 1,11 tCO_2 *per cápita*, o que supón unha redución superior ao 50 % e, neste caso, situarse moi por baixo da media UE, que era de 1,68 tCO_2 *per cápita* e tamén por baixo do nivel mundial de 1,56 tCO_2 (ademais, neste último caso ven seguindo unha traxectoria ascendente).

4.4. Futuro enerxético: planificación

En canto ás previsións de comportamento e políticas enerxéticas que se pretenden desenvolver en España nos próximos anos, cabe destacar, seguindo as directrices da UE, o Plan Nacional Integrado de Enerxía e Clima 2021-2030 (MITERD 2020c) . No mesmo defínense, principalmente, os obxectivos relativos a redución de emisións, cota de renovables no *mix*

enerxético e eficiencia enerxética cara o ano 2030. No Cadro 1.3 resúmense algúns dos indicadores do escenario obxectivo do PNIEC, coas correspondentes proxeccións de partida sobre poboación e actividade económica.

Cadro 1.3: Indicadores escenario obxectivo PNIEC. Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2020c)

	2020	2030	Variación	Taxa anual
Poboación (millóns)	46,58	47,15	1,22 %	0,12 %
PIB (cte 2016, miles de millóns de euros)	1.223,35	1.421,36	16,19 %	1,51 %
Dependencia enerxética (%)	70,8 %	61,0 %		
Consumo energía primaria (ktep)	123.401,72	98.459,82	-20,21 %	-2,23 %
Consumo enerxía final (ktep)	91.381,69	79.199,15	-13,33 %	-1,42 %
Producción Bruta electricidade (GWh)	281.218,68	346.289,61	23,14 %	2,10 %
Intensidade enerxía primaria (tep/millón €)	105,04	73,24	-30,27 %	-3,54 %
Cota enerxías renovables consumo final (%)	20,08 %	42,19 %		
Emisións (teq CO_2)	319.312.134	221.837.347	-30,53 %	-3,58 %
Emisións xeración eléctrica (teq CO_2)	56.621.874	20.603.033	-63,61 %	-9,62 %

A redución de emisións que se pretende en 2030 é de máis do 30 % respecto a 2020 e suporía unha diminución dun 23 % respecto dos niveis de emisión de 1990. A clave para iso vai ser acelerar o proceso de abandono de combustibles fósiles, e cambiar os vectores enerxéticos que dominan os usos térmicos e de transporte da economía, xogando un papel relevante acelerar a electrificación. O obxectivo de impulso ás enerxías renovables garda unha estreita relación co anterior, pois preténdese que supoñan un 42 % sobre o uso final da enerxía en 2030.

O outro gran obxectivo do plan céntrase na eficiencia enerxética. Espérase no plan que en 2030 o consumo de enerxía primaria da economía española sexa de 98,5 Mtep, o que equivale a unha redución da intensidade enerxética primaria a unha taxa anual do 3,5 %. Para iso, será necesario, tal e como se expón nas guías do "Obxectivo 55" e na Estratexia a longo prazo para a rehabilitación enerxética no sector da edificación en España (ERESEE), actuar no sector residencial. Concretamente, prevese mellorar a eficiencia térmica de 1.200.000 vivendas ao longo do período 2020-2030. Tamén preténdese renovar as instalacións de calefacción e de auga quente sanitaria de 300.000 vivendas cada ano. As administracións públicas deberán actuar sobre un mínimo de 300.000 m^2 de superficie de edificios públicos cada ano.

En transporte, para mellorar a eficiencia, impulsárase a mobilidade sustentable, co obxecto de reducir un 33 % as súas emisións de aquí a 2030. Incentivárase a redución do tráfico e dos desprazamentos, o uso do transporte público, a renovación do parque automobilístico, o uso de biocarburantes avanzados e a electrificación do transporte. A electrificación basearase en fontes renovables, cunha estimación de 5 millóns de vehículos eléctricos en 2030.

Está previsto, en consecuencia, que un 74 % da xeración eléctrica se produza partindo de enerxías renovables: eólica, tanto terrestre como mariña, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, biocombustibles, enerxías oceánicas, biomasa e xeotermia. Cunha previsión, para que sexa posible o obxectivo, de contar en 2030 con 50 GW de potencia eólica instalada e 46,5 GW de solar fotovoltaica e térmica no sistema eléctrico. No Cadro 1.4 amósase a configuración prevista do sistema eléctrico, tanto en canto á xeración de electricidade como en termos de potencia instalada, indicando a participación porcentual en 2030 é a variación prevista respecto a 2020.

Ademais destes obxectivos, tamén se tratan cuestións como a seguridade enerxética. Preténdese garantir o abastecemento continuo e o acceso aos recursos enerxéticos necesarios para o seu uso en todo momento. Isto afecta o abastecemento internacional, procurando reducir de maneira significativa a dependencia enerxética, ata situala sobre o 60 % e, xa a nivel interno, fomentar a diversificación enerxética, crear as infraestruturas enerxéticas necesarias optimizando o seu uso, e contar con flexibilidade operativa no sistema enerxético ante *shocks* que poidan comprometer a súa estabilidade.

A asignación axeitada de recursos céntrase tamén na creación dun mercado nacional de enerxía máis competitivo, máis flexible e transparente, con máis presenza das relacións comerciais transfronteirizas de enerxía, cuestión esta última moi ligada ao desenvolvemento de redes e infraestruturas de interconexión, onde se está lonxe aínda do 10 % de capacidade

Cadro 1.4: Escenario obxectivo PNIEC Electricidade. Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2020c)

	Electricidade xerada GWh				Potencia instalada GW			
	2020	2030	Participación	Variación	2020	2030	Participación	Variación
Nuclear	58.039,00	24.952,30	7,21 %	-57,01 %	7,40	3,18	1,98 %	-57,03 %
Carbón	33.338,69	101,00	0,03 %	-99,70 %	7,96	0,02	0,01 %	-99,75 %
Petróleo	12.604,28	6.052,25	1,75 %	-51,98 %	4,24	2,07	1,29 %	-51,18 %
Gas natural	54.135,47	48.589,88	14,03 %	-10,24 %	31,40	30,06	18,69 %	-4,27 %
Biomasa	6.823,25	11.596,02	3,35 %	69,95 %	1,08	1,73	1,08 %	60,19 %
Hidráulica	28.288,21	28.351,39	8,19 %	0,22 %	15,75	16,25	10,10 %	3,17 %
Eólica	60.669,96	119.519,87	34,51 %	97,00 %	28,03	50,33	31,29 %	79,56 %
Solar	21.912,57	93.661,38	27,05 %	327,43 %	11,37	46,48	28,90 %	308,80 %
Outras renovables	813	1.505	0,43 %	85,14 %	0	0	0,20 %	52,38 %
Bombeo	4.594	8.310	2,40 %	80,88 %	4	8	4,91 %	79,73 %
Outras		3.650	1,05 %		0	3	1,55 %	

de interconexión fixada como mínimo pola UE. Neste sentido, no plan prevese que o custo marxinal medio da electricidade poida reducirse até un 30 % se se acadan as metas trazadas no plan ao redor da configuración do *mix* tecnolóxico do sistema eléctrico. Do mesmo xeito, relacionado coa estrutura de prezos e custos enerxéticos, porase en marcha a Estratexia Nacional contra a Pobreza Enerxética aprobada en 2019.

Por último, o PNIEC tamén recolle o necesario apoio á investigación, innovación e competitividade, actividades clave para responder aos retos enerxéticos e sociais do sector, cuxa resolución permitirá impulsar o desenvolvemento sustentable.

Para impulsar todo o recollido no plan faise necesario un gran volume de recursos financeiros. Concrétase en 241.412 M€ a necesidade de investimento, a cal distribuiríase nun 80 % de iniciativa privada e o restante 20 % de fondos públicos, cuxos retornos para a sociedade traducíranse en aumentos do PIB (1,8 % en 2030), maior emprego (entre 250.000 e 350.000 empregos máis) e lograr a equidade distributiva no ámbito da enerxía, mellorando a situación dos consumidores vulnerables.

Na actualidade hai un gran dinamismo desde o ámbito público para fomentar proxectos vinculados aos grandes obxectivos climáticos e enerxéticos. Lembremos o financiamento que desde a UE se asocia ao plan REPowerEU e do cal España é partícipe. Tamén vías como NextGenerationEU, consecuencia da crise COVID-19, fondos de cohesión ou as axudas da PAC, entre outras, poden relacionarse coas pretensións da planificación (Ministerio de Hacienda y Función Pública 2022). Así, entran en xogo actuacións a nivel estatal, como o Plan de Recuperación, Transformación e Resiliencia como canle de traslado de recursos europeos, sendo un dos seus catro eixos a transición ecolóxica, ou os Proxectos Estratéxicos para a Recuperación e Transformación Económica (PERTE) que poden facilitar iniciativas público-privadas nestas áreas.

5. O escenario enerxético futuro

A situación actual de transición enerxética, ademais da cuestión climática, ven marcada por unhas preocupacións derivadas da invasión de Ucraína, que basicamente se centran nos altos prezos nos mercados e os riscos de falta de subministración. Todo parece indicar que en gran medida esta conxuntura vai acelerar a transición cara á neutralidade de emisións, aínda que é certo que determinadas decisións poden indicar o contrario. Así, a nivel UE, está a atrasarse o peche dalgunhas centrais térmicas para atender as necesidades enerxéticas a curto prazo, ou estase reformulando o papel da enerxía nuclear e do gas natural no *mix*, que se consideran agora enerxías verdes.

A evolución do sistema enerxético vai depender dos xa comentados factores determinantes: acción política, evolución tecnolóxica, custes económicos, iniciativa empresarial, importancia do medio ambiente e a actitude dos cidadáns como votantes e tamén como consumidores.

A análise dos investimentos recentes en enerxías non emisoras de carbono serve como indicador de tendencias de futuro. Así, pódese constatar que nos últimos anos houbo un forte investimento nesas tecnoloxías (Bloomberg 2022). Concretamente, no ano 2021, o investimento mundial na transición enerxética con baixas emisións de carbono ascendeu a

755.000 millóns de dólares, fronte aos 595.000 millóns de dólares de 2020 e aos 264.000 millóns de 2011. Esta cifra inclúe o investimento en proxectos de enerxías renovables, de almacenamento, de infraestruturas de carga, de produción de hidróxeno, de enerxía nuclear, de recuperación enerxética e proxectos de captura de carbono. Tamén o estudo de Bloomberg inclúe a compra por parte do usuario final de dispositivos enerxéticos con baixas emisións de carbono, como a enerxía solar a pequena escala, as bombas de calor e os vehículos de cero emisións.

O investimento en enerxías renovables segue sendo o foco da transición, alcanzando unha nova marca de 366.000 millóns de dólares comprometidos en 2021, un 6,5 % máis que o ano anterior. No segundo lugar atopase o transporte electrificado, que inclúe o gasto en vehículos eléctricos e a infraestrutura asociada, con 273.000 millóns de dólares investidos. Co aumento das vendas de vehículos eléctricos este sector creceu a un ritmo vertixinoso do 77 % en 2021, e podería superar ás enerxías renovables en termos de dólares investidos en 2022. Segundo as previsións do informe, para acadar a neutralidade en carbono en 2050 habería que conseguir triplicar o investimento anual de 2021 até 2025, e despois duplicar ese importe do período 2022-2025 até o ano 2030.

As necesidades de investimento para concretar a transición enerxética tamén son significadas noutros informes, como no da IEA (2021b), que sinala como necesarias medias anuais de investimento de máis de 4 billóns de dólares para acadar os obxectivos climáticos de neutralidade en 2050. Nestas previsións inclúense importantes investimentos tamén en eficiencia, que suporían sobre o 25 % do investimento total.

En paralelo, as empresas adicadas ás tecnoloxías da transición enerxética captaron en 2021 máis de 165.000 millóns de dólares nos mercados de financiación para seguir desenvolvendo as súas tecnoloxías, principalmente no eido da enerxía e do transporte, con ao redor de 68.000 millóns cadansúa (Bloomberg 2022).

Neste proceso de descarbonización, ademais do investimento en tecnoloxías limpas e fomento da eficiencia enerxética, é importante o apoio doutras políticas. Neste senso a fiscalidade dos produtos enerxéticos e os mercados de emisións teñen un papel a xogar. Establecer un valor económico asociado aos custes das emisións, para despois fixar ou ben o importe dos impostos ou os prezos dos permisos, é a clave, e, de ser posible, cumpriría establecer certos elementos comúns a nivel mundial para estas políticas. Neste senso, Parry, Black e Roaf (2021) estudan un prezo mínimo da tonelada de CO_2 e fíxano para 2030 en 75$/t e aumentando máis alá no tempo.

Hai moitos escenarios propostos en diferentes ámbitos sobre a traxectoria dos sistemas enerxéticos mundiais no futuro, con diferentes horizontes temporais como 2030, 2040 ou 2050. Múltiples organismos internacionais, gobernos e investigadores, contan baixo diferentes hipóteses e con modelizacións propias con proxeccións sobre o que pode acontecer, e tamén sobre o que sería desexable para acadar certos obxectivos relacionados coa enerxía. En DeAngelo et al. (2021) analízanse 177 escenarios sobre o obxectivo de cero emisións netas en 2050, e en termos medios destácase o papel das enerxías renovables que significarían o 60 % da enerxía primaria mundial, cunha participación importante para a enerxía renovable derivada da biomasa, con case a metade da achega renovable. Por outra banda, os autores identifican que a electricidade representa aproximadamente a metade da enerxía final consumida, cabendo aínda certo papel para combustibles fósiles.

Os escenarios de cero emisións netas expostos para 2050 por diferentes institucións como IEA (2021b), IRENA (2022b) ou IPCC (2022), requiren reducións das emisións de gases de efecto invernadoiro en 2050 entre un 60 % e un 80 %. A contribución da eficiencia enerxética ten que ser relevante e situaríase ao redor dun 40 % a mellora necesaria para alcanzar esa meta (IEA 2021a).

No referente ao *mix* enerxético, só se lograrían os obxectivos diminuíndo o uso de combustibles fósiles e aumentando de forma importante a utilización de fontes de enerxía libres de carbono, así como o uso da electricidade e outros xeitos de transformación e almacenamento da enerxía como o hidróxeno. O uso da electricidade debería ser moi importante en áreas nas que non era protagonista principal, como no sector do transporte ou para calefacción e preparación de alimentos nos fogares. No eido do transporte, a electrificación suporía que en 2025 houbese a nivel mundial 1.780 millóns de coches eléctricos nas estradas (IRENA 2022b). Tamén terá importancia a electrificación indirecta das actividades a través do emprego de hidróxeno verde, que pode ser usado no transporte intercontinental de mercadorías en barco, os voos de longa distancia ou o abastecemento de industrias químicas e

siderúrxicas.

O carbón sería o combustible cunha maior redución, entre un 67 % e un 82 % (IPCC 2022), salvo que se desenvolvan sistemas eficientes, tanto técnica como economicamente, de captura e almacenamento de carbono. Tamén se enfrontarían con reducións importantes, aínda que menores, o petróleo e o gas. A electricidade suporía en torno ao 50 % da enerxía final consumida, en liña co comentado da meirande parte dos estudos. Unha porcentaxe elevada da electricidade, entre un 92 % e un 97 %, procedería de fontes con baixo contido en carbono.

Para ter unha visión máis de detalle dun escenario, a continuación amósanse algunhas das previsións recollidas no informe da International Energy Agency sobre a ruta a seguir a nivel mundial para acadar en 2050 as emisións netas iguais a cero (IEA 2021b). No Cadro 1.5, preséntanse indicadores xerais de actividade, de emisións e de enerxía.

Cadro 1.5: Indicadores xerais IEA. Fonte: elaboración propia a partir de IEA (2021b)

				Taxa anual	
	2020	2030	2050	2020-2030	2020-2050
Poboación (millóns)	7.753	8.505	9.692	0,9	0,7
PIB (Dólares, 2019, PPA)	128.276	184.037	316.411	3,7	3,1
Emisións netas CO_2 (Mt)	33.903	21.147	0	-4,6	
Oferta de enerxía primaria (EJ)	587	547	543	-0,7	-0,3
Intensidade enerxética (GJ por 1.000 dólares en PPA)	4.578	2.973	1.716	-4,2	-3,2
Intensidade emisións electricidade (g CO_2 per kWh)	438	138	0	-11	
Renovables-Potencia instalada (GW)	2.994	10.293	26.568	13	7,5
Renovables-Potencia instalada (% sobre total eléctrica)	38	69	80		

O contexto é de aumento sostido da poboación, cun crecemento económico a un ritmo maior, o que supón incrementar a riqueza *per cápita*. Dado que o obxectivo do escenario estudado é acadar as emisións netas iguais a cero en 2050, establécese unha redución da oferta de enerxía primaria, a unha taxa anual do -0,3 %. Isto supón diminuír a intensidade enerxética da actividade económica: concretamente en 2050 pasaría a ser de 1716 GJ por cada 1000 dólares en paridade do poder adquisitivo, significando un 62 % menos que en 2020. Respecto á enerxía, no caso da xeración de electricidade a intensidade en carbono de cada kWh tería que ser cero en 2050, cun importante papel das enerxías renovables que requirirán un forte investimento, con ritmos de aumento anual de potencia instalada do 13 % até 2030 é do 7,5 % no horizonte de 2050, para así acadar en 2050 o 80 % da potencia instalada dos sistemas eléctricos a nivel mundial.

A composición dos recursos primarios da oferta de enerxía amósase no Cadro 1.6. Nela obsérvase esa importante achega esperada das fontes renovables, que suporían en 2050 o 67 % da enerxía subministrada. Dentro deste grupo, destacan con importantes taxas de crecemento anual a enerxía solar, a bionerxía moderna e a enerxía eólica. Tamén aumentaría a contribución da enerxía nuclear até superar o 10 % do subministro total. E respecto aos combustibles fósiles, reteñen unha certa importancia, xa que en conxunto suporían un 23 % da oferta enerxética en 2050, e a metade da súa participación sería con sistemas de captura de carbono.

Cadro 1.6: Oferta Enerxía Primaria IEA. Fonte: elaboración propia a partir de IEA (2021b)

	Oferta (EJ)			Reparto (%)			Taxa anual crecemento	
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020-2030	2020-2050
Oferta de enerxía primaria	587	547	543	100	100	100	-0,7	-0,3
Renovables	69	167	362	12	30	67	9,3	5,7
Solar	5	32	109	1	6	20	21	11
Eólica	6	29	89	1	5	16	17	9,6
Hidráulica	16	21	30	3	4	6	2,9	2,2
Bioenerxía moderna	37	71	102	6	13	20	6,7	3,4
Outras renovables	5	13	32	1	2	6	11	6,7
Biomasa tradicional	25			4				
Nuclear	29	41	61	5	8	11	3,5	2,4
Gas natural (sen captura)	136	116	17	23	21	3	-1,6	-6,6
Gas natural (con captura)	1	13	43	0	2	8	37	16
Petróleo	173	137	42	29	25	8	-2,3	-4,6
Carbón (sen captura)	154	68	3	26	12	1	-7,9	-12
Carbón (con captura)	0	4	14	0	1	3	60	22

No que se refire á demanda para consumo final de enerxía (Cadro 1.7), cabe subliñar,

en liña co comentado, que se agarda que a electricidade sexa referente, con practicamente o 50 % de cota, cun ritmo anual sostido de crecemento ao redor dun 2,5 %, fronte a unha diminución en termos agregados do emprego dos combustibles nas súas diferentes formas. Se ben, se entrásemos no detalle de cada categoría, hai comportamentos contrapostos. Así, dentro dos combustibles líquidos baixaría o consumo de petróleo pero aumentaría o de biocombustibles, e no caso dos combustibles gasosos diminuiría a demanda de gas natural pero crecerían o consumo de hidróxeno e de biometano.

Cadro 1.7: Demanda - Consumo final IEA. Fonte: elaboración propia a partir de IEA (2021b)

	Demanda (EJ)			Reparto (%)			Taxa anual	
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020-2030	2020-2050
Demanda-Consumo final	412	394	344	100	100	100	-0,4	-0,6
Electricidade	81	103	169	20	26	49	2,4	2,5
Combustibles líquidos	158	143	66	38	36	19	-1	-2,9
Combustibles gaseosos	68	68	53	16	17	15	0,1	-0,8
Combustibles sólidos	89	61	35	22	16	10	-3,6	-3
Calor	13	12	6	3	3	2	-1,2	-2,7
Outra	3	7	15	1	2	4	8,2	5,2

No sistema eléctrico, en canto a xeración, resúmese no Cadro 1.8 a contribución de cada tecnoloxía. O escenario de emisións netas cero proposto baséase nunha achega de electricidade a partir de renovables do 88 %. Dentro das tecnoloxías renovables destacan a fotovoltaica e a eólica, entre as dúas suporían dous terzos da xeración mundial, seguidas xa a distancia pola enerxía hidroeléctrica que mantería o seu papel tradicional no sistema. A contribución da enerxía nuclear sería dun 8 %, cun crecemento sostido até 2050.

Cadro 1.8: Xeración de electricidade IEA. Fonte: elaboración propia a partir de IEA (2021b)

	Xeración de electricidade (TWh)			Reparto (%)			Taxa anual	
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020-2030	2020-2050
Xeración total	26.778	37.316	71.164	100	100	100	3,4	3,3
Renovables	7.660	22.817	62.333	29	61	88	12	72
Fotovoltaica	821	6.970	23.469	3	19	33	24	12
Eólica	1.592	8.008	24.785	6	21	35	18	9,6
Hidráulica	4.418	5.870	8.461	17	16	12	2,9	2,2
Bioenerxía	718	1.407	3.279	3	4	5	7	5,2
Termosolar	14	204	1.386	0	1	2	31	17
Xeotérmica	94	330	821	0	1	1	13	7,5
	2	27	132	0	0	0	13	7,5
Nuclear	2.698	3.777	5.497	10	10	8	3,4	2,4
Baseada en Hidróxeno		875	1.713		2	2		
Combustibles fósiles (con captura)	4	459	1.332	0	1	2	61	21
Combustibles fósiles (sen captura)	16.382	9.358	259	61	25	0	-5,4	-15

Nos escenarios asociados á transicións enerxética tamén é habitual realizar proxeccións de indicadores sociais como nivel de emprego. O escenario de emisións netas cero da IEA (2021b) establece a creación de 14 millóns de empregos grazas a novas actividades e investimentos directamente relacionados coas enerxías limpas en 2030. Tamén sinálase que considerando actividades indirectas relacionadas co consumo de electrodomésticos máis eficientes, construción de edificios enerxeticamente eficientes, vehículos eléctricos e de pila de combustible, podería chegarse aos 16 millóns de postos de traballo.

Debido ao proceso de transformación do sistema enerxético perderanse empregos, sobre todo os especializados nos combustibles fósiles. No escenario IEA (2021b) estímase de aquí ao ano 2030 unha perda de 5 millóns de postos de traballo, moitos deles con salarios altos. Esta situación fai que nas políticas estruturais haxa que considerar accións encamiñadas a minimizar os impactos negativos asociados, con diferentes axudas rexionais para xerar actividade económica nas zonas máis afectadas. Precisáranse apoios á reconversión dos territorios onde estaban as instalacións de combustibles fósiles cara a enerxías limpas e o adestramento deses traballadores para as novas necesidades do mercado laboral.

No caso español, tamén hai escenarios da evolución do sistema enerxético e variables asociadas segundo as accións de política que se realicen. Como se sinalou anteriormente, hai unha planificación de referencia que se recolle no PNIEC, e nela figuran diferentes esti-

macións relacionadas cos obxectivos do mesmo.

Como resumo, hai moitos escenarios propostos, e segundo as hipóteses de evolución tecnolóxica e de custes hai unha gran variedade de traxectorias e conclusións. O que queda claro é que estase ante un proceso de enorme transformación, que vai mobilizar moitos recursos financeiros, con múltiples implicacións económicas, sociais e ambientais.

Capítulo 2

A enerxía en Galicia

1. A enerxía primaria en Galicia

Os estados precisan do consumo de fontes de enerxía primaria, que son as que se poden atopar na natureza ou ben que están dispoñibles tras un proceso de extracción, para poder xerar actividade económica. Pódese distinguir entre aquela enerxía obtida ou producida con recursos autóctonos e os que se adquiren a outros estados.

1.1. Enerxía primaria autóctona, a producida en Galicia

As fontes enerxéticas que conforman a carteira de produción de enerxía primaria en Galicia actualmente son todas de carácter **renovable**, xa que dende o ano 2008 a extracción de lignito pardo autóctono deixou de poder ser explotada por motivo de lexislación ambiental (Directiva 2001/80/CEE; PEur 2001). Como recolle o INEGA no Balance Enerxético de Galicia 2020 (INEGA 2021a), as fontes enerxéticas primarias galegas renovables, son:

- A grande hidráulica, producida en centrais que teñen una potencia superior a 10MW, incluídas as centrais de bombeo mixto.
- A minihidráulica, centrais con potencia inferior ou igual a 10MW.
- A biomasa, que se basea en empregar fraccións biodegradables de produtos, refugallos e residuos de orixe biolóxica que proceden de actividades agrarias, da silvicultura, das industrias relacionadas, a pesca e a acuicultura, xunto coa fracción biodegradable dos residuos industriais e municipais.
- Biogás, gas que está composto por metano e dióxido de carbono, producido pola dixestión anaeróbica de biomasa. Poden atoparse distintos tipos: de vertedoiro (de residuos depositados nos mesmos), de lodos de depuración (vía fermentación anaerobia) e os de fermentación anaerobia de esterco anual e residuos en matadoiros, cervexarías e outras industrias agoralimentarias.
- Biocarburantes, combustibles líquidos ou gaseosos producidos a partir da biomasa que se empregan para o transporte grazas a que teñen características físico-químicas similares ás dos carburantes derivados do petróleo. Algúns exemplos son o biodiesel, o bioetanol, o ETBE (etil terbutil éter) e o hidrobiodiesel, entre outros.
- Residuos Sólidos Urbanos (RSU). Considérase biodegradable o 50 %, mentres que o outro 50 % non é considerado renovable.
- Outros residuos e enerxías residuais: entre os que se atopan aceites reciclados, esterco de polo, graxas animais e enerxías residuais dos procesos produtivos.
- Vento, co que se produce electricidade nos parques eólicos.
- Sol, grazas ao que se produce enerxía a partir das instalacións térmicas e fotovoltaicas.
- Xeotérmica: aquela enerxía xerada a partir da calor almacenada baixo a superficie da terra sólida.
- Aerotérmica: aquela enerxía xerada a partir dos cambios térmicos que se producen no aire ambiente.
- Hidrotérmica: Aquela enerxía que provén da calor almacenada na superficie da auga.

Na Figura 2.1 preséntase a achega das distintas fontes autóctonas ao Mix de Enerxía Primaria producida en Galicia. Destaca a produción eólica (30 %) así como a biomasa (29,53 %), a grande hidráulica (21,64 %) e os biocarburantes (12 %). Cómpre salientar que a enerxía solar apenas supón un 0,6 % sobre o total.

No Cadro 2.1 aparecen os valores destas enerxías autóctonas. Pódese observar como os datos da achega da grande hidráulica está condicionado polo ano hídrico, amosando unha

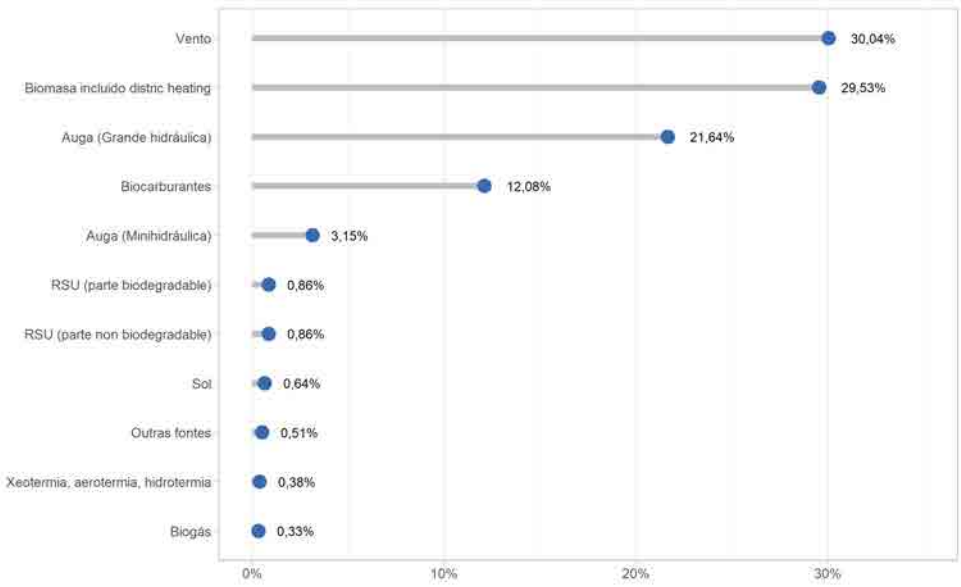


Figura 2.1: Mix de enerxía primaria autóctona. Galicia. Ano 2019. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

grande variabilidade dependendo das precipitacións, ata o punto que 2010, 2013, 2014 e 2016 produciuse máis do dobre que en 2012 e máis do triplo que en 2017. A biomasa, pola contra, ten un comportamento estable ao longo dos últimos dez anos, mantendo a súa aportación en torno aos 700-800 Kteps. No caso da achega da enerxía eólica, a variabilidade é intermedia, moito menor que na hidráulica pero maior que no caso da biomasa, aínda que neste caso ten que ver non só a climatoloxía, senón que se debe en grande medida á variación na potencia instalada.

Cadro 2.1: Mix de enerxía primaria autóctona (Ktep). Galicia. Anos 2010 a 2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021d)

Mix de Enerxía Primaria Autóctona (Ktep)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Auga (Grande hidráulica)	841	502	365	778	801	505	781	258	689	557	636
Auga (Minihidráulica)	95	63	54	97	90	61	83	36	88	81	79
Vento	729	642	705	833	745	753	643	606	746	773	882
Biomasa (incluido distric heating)	720	743	749	744	771	788	788	796	799	760	767
Biogás	6	7	5	5	5	5	7	7	8	8	8
Biocarburantes	239	258	370	225	217	180	210	232	305	311	276
RSU (parte biodegradable)	40	51	49	53	49	50	47	49	46	22	22
RSU (parte non biodegradable)	40	38	46	45	49	50	47	49	46	22	22
Outras fontes	11	11	11	11	11	11	12	14	14	13	11
Sol	5	7	10	12	12	13	13	14	15	16	18
Xeotermia, aerotermia, hidrotermia	3	4	4	5	6	6	7	8	9	10	11
Enerxía Primaria Autóctona	**2.615**	**2.181**	**2.075**	**266**	**2.617**	**2.326**	**251**	**1.928**	**2.552**	**2.354**	**2.546**
Enerxía Primaria Total	**12.602**	**11.624**	**12.773**	**12.105**	**11.533**	**12.972**	**12.991**	**12.930**	**13.601**	**11.812**	**10.223**

1.2. Enerxía primaria procedente de fóra de Galicia

As fontes enerxéticas autóctonas renovables comentadas anteriormente vense complementadas coas fontes de enerxía primaria adquirida fóra de Galicia, pois, evidentemente, a enerxía autóctona non abonda para cubrir a totalidade da demanda. Entre os recursos importados, todos eles de carácter non renovable, estarían:

- Cru de petróleo: trátase de petróleo con destino á Refinaría de Repsol da Coruña.
- Produtos petroliferos: combustibles xa elaborados ou semielaborados que se transforman nas plantas.
- Carbón: trátase de hulla, hulla subbituminosa e antracita, que se empregan nas centrais térmicas e outras industrias.
- Gas natural: importado vía planta de regasificación de Reganosa, de camión cisterna ou da rede de gasodutos do Estado.
- Biocarburantes: os que se incorporan ás gasolinas e gasóleos (auto), que son importados.

Ao longo dos últimos dez anos pódese observar no Cadro 2.2 como a maior redución neste tipo de recursos enerxéticos importados dáse co carbón, pasando dos 1.324 Ktep en 2010 ós 588 Ktep no 2019[1]. O cru de petróleo, o gas natural e os produtos petrolíferos seguen a supoñer unha participación importante no mix, con achegas individuais que superan en moito ás aportacións de enerxías autóctonas (xa que ningunha destas alcanza os 1.000 Kteps).

Cadro 2.2: Mix de enerxía primaria importada (Ktep). Galicia. Anos 2010 a 2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

Mix de Enerxía Primaria Importada (Ktep)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cru de petróleo	4.615	3.684	4.123	4.051	3.738	5.227	5.252	5.320	5.505	5.450	3.974
Produtos petrolíferos	2.272	2.179	1.857	1.654	1.592	1.217	1.331	1.396	1.453	1.338	1.067
Carbón (galego e importación)	1.324	1.904	2.877	2.251	2.253	2.643	2.395	2.583	2.476	588	368
Gas natural	1.662	1.531	1.547	1.342	1.194	1.463	1.375	1.562	1.403	1.862	2.082
Enerxía Primaria Total	**12.602**	**11.624**	**12.773**	**12.105**	**11.533**	**12.972**	**12.991**	**12.930**	**13.601**	**11.812**	**10.223**

Dentro do mix de enerxía primaria importada (Figura 2.2), tomando como referencia o ano 2019 (exceptuando o ano 2020 por ser atípico), o cru de petróleo vén supoñendo case o 60 % dos recursos importados, seguido polo gas natural e os produtos petrolíferos que supoñen sobre o 20 % e o 15 % respectivamente. Complementa o mix o carbón, cunha clara baixada producida no ano 2019 tralo parón de produción nas centrais térmicas de Meirama e de As Pontes.

En todo caso, a participación do gas natural no mix de enerxía primaria é menor á media do resto de Estados europeos. O destino deste combustible é principalmente a xeración de electricidade, pois en Galicia a climatoloxía non extrema conduce a un menor consumo deste recurso para calefaccións centrais e en uso doméstico.

Ao contrario que no caso anterior, a presenza de cru de petróleo e de produtos petrolíferos no mix galego e estatal é superior á media da UE. Entre os motivos que explican esta realidade estarían un maior desenvolvemento do transporte de mercadorías por estrada fronte ao transporte ferroviario -que supón un 2 % de media no Estado, fronte ao 17 % de media na UE- e a necesidade deste combustible para abastecer á frota marítima fronte a outras áreas que non teñen acceso ao mar (MITERD 2020c).

2. O mix de enerxía primaria galego

A partir da suma da enerxía primaria galega xunto co saldo das importacións de enerxía baseada en combustibles fósiles, e coa variación nos stocks nos produtos enerxéticos, pódese obter a cantidade de enerxía primaria total.

Galicia pode cubrir unha cuarta parte do total (25 %) das fontes enerxéticas primarias que precisa, grazas ás achegas de enerxía de carácter autóctono (Figura 2.3). As tres cuartas partes restantes das necesidades enerxéticas son cubertas mediante importacións.

Actualmente a principal fonte de enerxía primaria é o petróleo (cru e produtos petrolíferos) (57 %), seguida polas fontes renovables (22 %) o gas natural (16 %) e o carbón co 5 % (Figura 2.4).

[1]Unha vez máis, evítase tomar 2020 como referente significativo pola peculiaridade que supuxo o COVID-19.

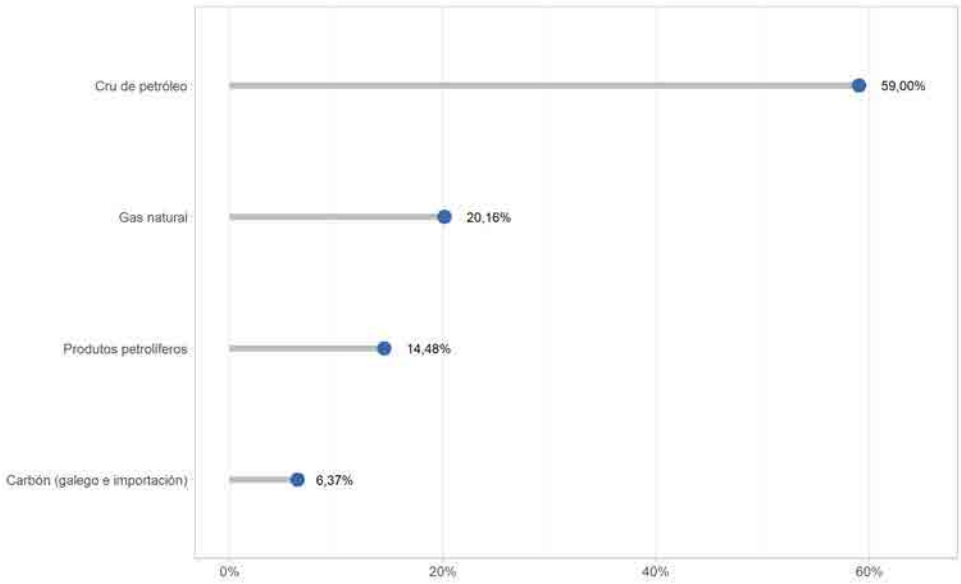


Figura 2.2: Mix de enerxía primaria importada. Galicia. Ano 2019. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

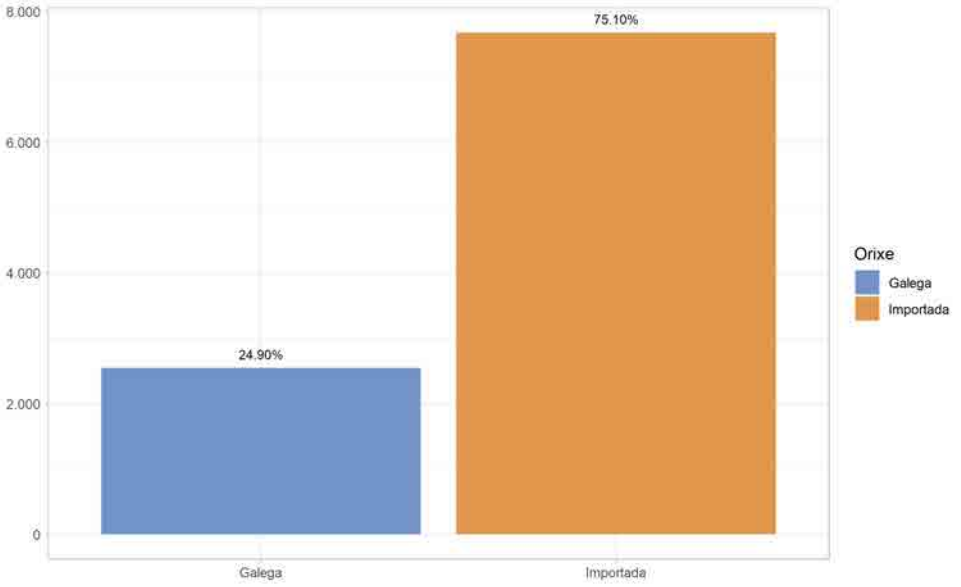


Figura 2.3: Mix de enerxía primaria: enerxía autóctona e enerxía importada. Galicia. Ano 2019. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

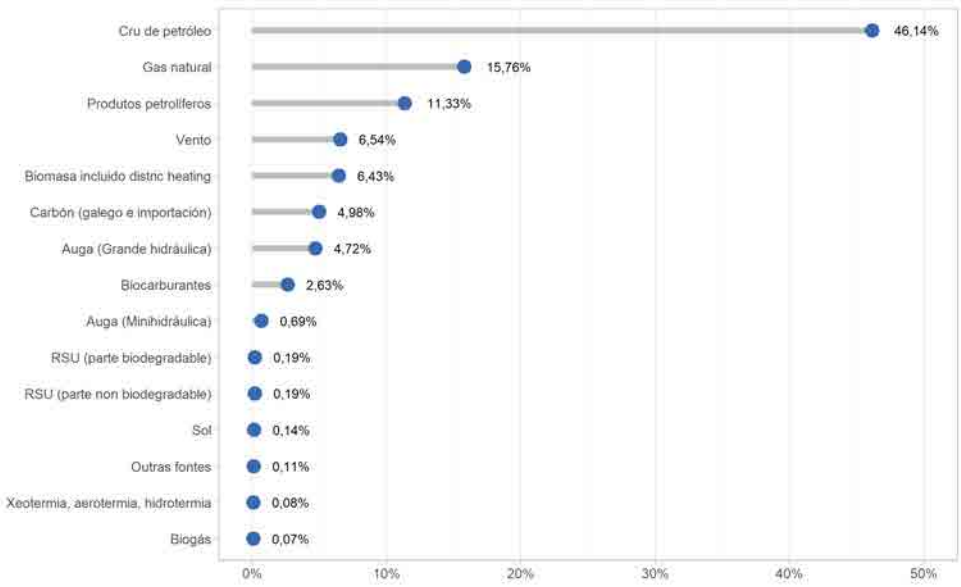


Figura 2.4: Mix de enerxía primaria. Galicia. Ano 2019. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

Se se analiza a evolución interanual entre 2010 e ata 2019 (Figura 2.5) pode observarse como os valores que teñen o maior peso relativo da carteira (cru 46 %; gas natural 16 %), increméntanse tamén en maior proporción: cru de petróleo +18 % e gas natural +12 %. Isto débese tanto ao mantemento das actividades de transformación na refinaría de Repsol como á actividade da planta de Reganosa. A achega dos produtos petrolíferos, sen embargo, vaise reducindo de camiño dende o 2010, pasando de supoñer un 18 % a tan só o 11 % en 2019. Das seguintes en importancia, cun peso sobre o 6 % cada unha, a eólica e a biomasa medran levemente (+6 %), mentres que a hidráulica amosa a xa mencionada variabilidade pola dependencia da bondade do ano hídrico.

Aínda que os recursos enerxéticos que máis medran son o solar (+228 %) e a xeotermia, aerotermia e hidrotermia (+213 %), apenas teñen impacto, xa que xuntos alcanzan tan só un 0,2 % da carteira (Figura 2.4). Algo semellante lles ocorre ao biogás e aos biocarburantes, que medran por riba do 30 %, pero apenas chegan a supoñer o 3 % da carteira de enerxía.

No ano 2020 as caídas explícanse fundamentalmente pola caída do transporte derivada da pandemia, que afecta a o cru, produtos petrolíferos e biocombustibles, e polo parón das térmicas (carbón).

3. A dependencia enerxética galega

Por dependencia enerxética enténdese a porcentaxe do mix enerxético que non chega a ser cuberto por recursos enerxéticos propios ou autóctonos, incluíndo a electricidade e as enerxías renovables que son exportadas.

Como se pode observar na Figura 2.6 e no Cadro 2.3, dende 2010 a dependencia enerxética galega situouse en torno ao 70 %. Nos anos nos que houbo malos rexistros hídricos por redución das precipitacións (2011, 2012, 2015 e, sobre todo, 2017) o nivel de dependencia enerxética incrementouse por riba do 75 %, chegando en 2017 ao 80 %. No caso contrario, está o nivel de dependencia enerxética no ano 2020 (do 61 %), no que a participación das enerxías renovables no mix se incrementou debido ao peche parcial da economía e dos transportes de combustibles fósiles provocado polo COVID-19, e conduciu a un nivel de dependencia moito menor nun ano que pode ser considerado "atípico".

Como xa se viu nos apartados anteriores, as maiores achegas para lograr reducir a dependencia enerxética veñen da man da enerxía eólica (+/- 30 %), a enerxía da biomasa (+/- 30 %) e a hidráulica (variable, entre o 15 % e o 35 %) (Cadro 2.4). No seu conxunto, a participación das fontes autóctonas mantense constante con valores en torno aos 2.300-2.500 kteps.

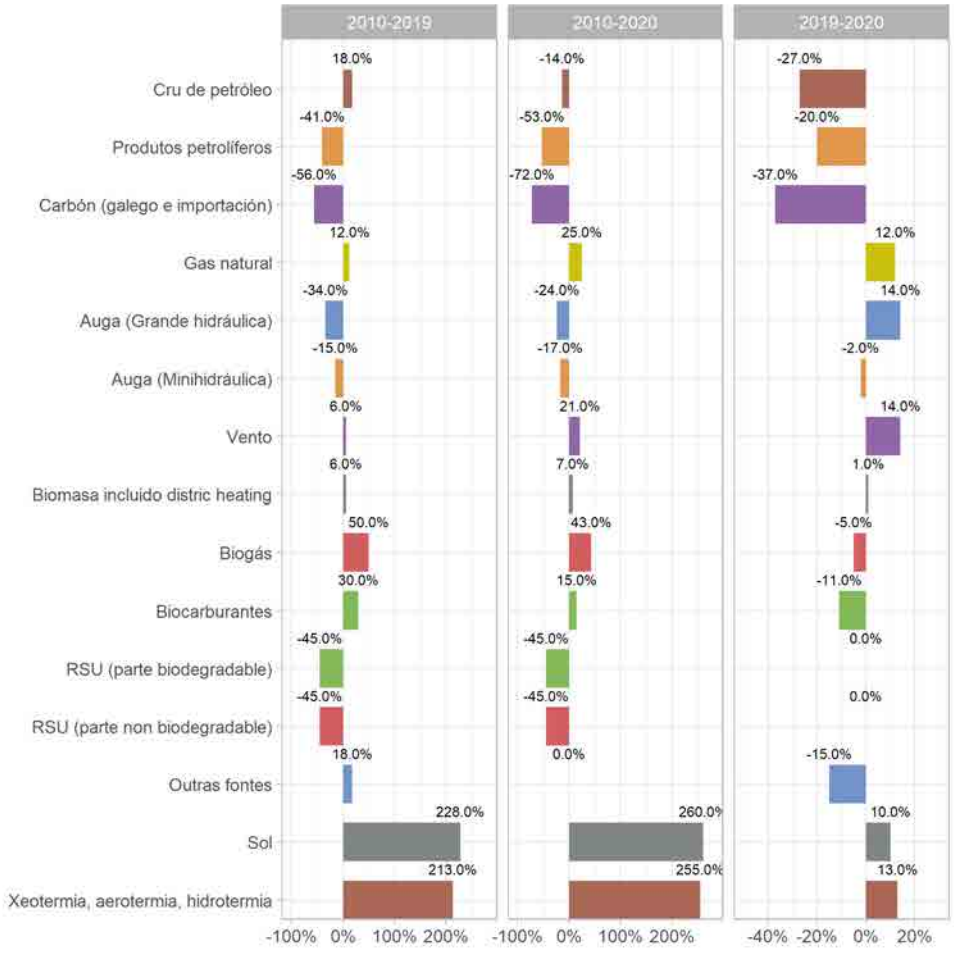


Figura 2.5: Evolución do mix de enerxía primaria. Galicia. Comparación 2010-2019, 2010-2020 e 2019-2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

Cadro 2.3: Dependencia enerxética. Galicia. Anos 2010 a 2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

Dependencia Enerxética (Ktep)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Carbón	1.324	1.904	2.877	2.251	2.253	2.643	2.395	2.583	2.476	588	368
Petróleo	5.283	4.446	4.314	4.087	3.826	4.247	4.058	3.941	3.901	3.988	2.687
Gas natural	1.065	1.031	1.019	1.104	980	1.146	1.310	1.562	1.385	1.862	1.557
Electricidade	-744	-551	-754	-1.071	-951	-822	-893	-572	-918	-536	-616
Enerxías renovables	-49	-12	-70	-12	-3	-24	-11	-13	2	-3	-6
Total Neto (Importado-Exportado)	**6.879**	**6.818**	**7.386**	**6.359**	**6.105**	**7.190**	**6.859**	**7.501**	**6.846**	**5.899**	**3.990**
Enerxía Primaria Autóctona	**2.615**	**2.181**	**2.075**	**2.660**	**2.617**	**2.326**	**2.510**	**1.928**	**2.552**	**2.354**	**2.546**
Saldo neto de enerxía primaria	9.494	8.999	9.461	9.019	8.722	9.516	9.369	9.429	9.398	8.253	6.536

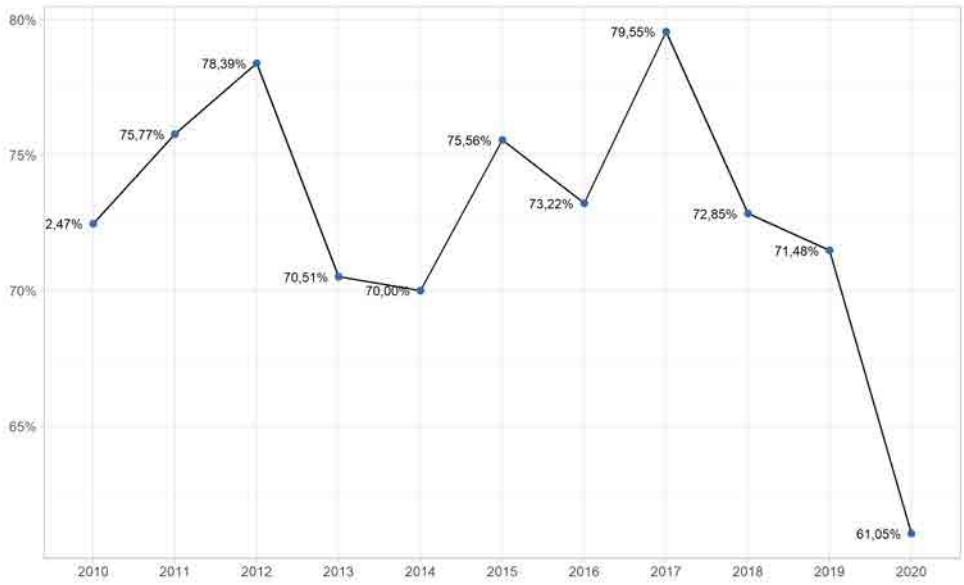


Figura 2.6: Nivel de dependencia enerxética. Galicia. Anos 2010 a 2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

Cadro 2.4: Produción autóctona, enerxía importada e dependencia enerxética. Anos 2010-2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUCIÓN AUTÓCTONA (Ktep)	**2.613**	**2.181**	**2.075**	**2.660**	**2.616**	**2.326**	**2.508**	**1.928**	**2.552**	**2.353**	**2.546**
ENERXÍA IMPORTADA (ktep)	**7.672**	**7.381**	**8.210**	**7.442**	**7.059**	**8.036**	**6.584**	**8.086**	**7.762**	**6.438**	**4.612**
Carbón (% sobre o total importado)	17 %	26 %	35 %	30 %	32 %	33 %	36 %	32 %	32 %	9 %	8 %
Petróleo (% sobre o total importado)	69 %	60 %	53 %	55 %	54 %	53 %	62 %	49 %	50 %	62 %	58 %
Gas natural (% sobre o total importado)	14 %	14 %	12 %	15 %	14 %	14 %	2 %	19 %	18 %	29 %	34 %
ENERXÍA EXPORTADA SOBRE O TOTAL IMPORTADO (ktep)	**-793**	**-563**	**-684**	**-1083**	**-954**	**-846**	**-904**	**-585**	**-916**	**-539**	**-622**
Electricidade (ktep)	-744	-551	-754	-1071	-951	-822	-893	-572	-918	-536	-616
Enerxías renovables (ktep)	-49	-12	70	-12	-3	-24	-11	-13	2	-3	-6
ENERXÍA EXPORTADA SOBRE O TOTAL IMPORTADO (%)	**10 %**	**8 %**	**8 %**	**15 %**	**14 %**	**11 %**	**14 %**	**7 %**	**12 %**	**8 %**	**13 %**
ENERXÍA NETA (Importada-Exportada) (ktep)	**6.879**	**6.820**	**7.527**	**6.360**	**6.105**	**7.191**	**6.858**	**7.501**	**6.846**	**5.898**	**3.990**
SALDO NETO ENERXÍA PRIMARIA TOTAL (ktep)	**9.492**	**9.001**	**9.602**	**9.020**	**8.721**	**9.517**	**9.366**	**9.429**	**9.398**	**8.251**	**6.536**
DEPENDENCIA ENERXÉTICA (%)	72,5 %	75,8 %	78,4 %	70,5 %	70,0 %	75,6 %	73,2 %	79,6 %	72,9 %	71,4 %	61,1 %

No referente ás fontes enerxéticas importadas, compróbase de novo a importancia do petróleo (entre o 50 % e o 69 % do mix de enerxía importada) e o gas natural (cunha tendencia crecente na participación no mix dende 2017 e con valores do 18 % ao 34 %) (Cadro 2.4), así como a perda de relevancia do carbón.

O saldo final da enerxía importada vese compensada pola exportación de electricidade e de enerxías renovables (como biocarburantes). Esta exportación é moi variable, dos 1.082 kteps de 2013 á metade en 2019, o que supón entre o 14 % e o 7 % das importacións (Cadro 2.4). A porcentaxe da produción galega que ten como destino a importación é moi variable, pois vai dende o 41 % en 2013 ao 23 % en 2019, e ademais presenta saltos abruptos (como a caída do 36 % ao 23 % de 2018 a 2019).

3.1. Horizonte 2030. PNIEC 2021-2030

O Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, MITERD (2020c), propón unha redución da dependencia enerxética ate chegar a un valor do 61 % en 2030. Tanto Galicia como o resto do Estado están condicionados polo consumo de hidrocarburos (petróleo e gas natural), que supoñen entre en torno ao 60 % do mix de enerxía primaria. Para minorar o impacto da posible redución do subministro destes recursos propóñense neste plan dúas vías principais:

- Incrementar a eficiencia enerxética para reducir a demanda de enerxía.
- Continuar co proceso de substitución dos combustibles fósiles por fontes de enerxía autóctonas, renovables practicamente na súa totalidade.

Para conseguilo, o PNIEC (MITERD 2020c) avanza o camiño a cubrir ata 2030. Así, en caso de cumprirse as medidas e as políticas contidas no plan, lograríase reducir as importacións netas un 30 % entre o 2017 e o ano 2030 e incrementar a presenza de enerxías renovables, que pasarían dos 20.611 ktep en 2020 aos 33.501 ktep en 2030 (+65 %), para lograr producir así preto do 74 % da electricidade con fontes renovables. Chave vai ser tamén conseguir incrementar a capacidade de interconexión con Francia, cun valor obxectivo a nivel europeo mínimo do 10 % da capacidade instalada en cada Estado membro (actualmente está no 5 %).

4. A intensidade enerxética

Por intensidade enerxética enténdese aquela cantidade de enerxía que se precisa para obter unha unidade de riqueza ou de crecemento económico nun país. Xeralmente se calcula a partir o consumo de enerxía primaria ou final que se necesita para xerar una unidade de produto interior bruto (PIB) a prezos constantes (para eliminar o efecto da inflación). Deste xeito, acadar un maior nivel de eficiencia enerxética é sinónimo de redución no indicador de intensidade enerxética, que supón unha mellora, xa que se precisa menos enerxía para producir os bens e servizos. A eficiencia enerxética permite relacionar o consumo enerxético que se leva a cabo e o valor da produción no conxunto dos sectores que compoñen a economía dun territorio. En todo caso hai elementos esóxenos, como pode ser a climatoloxía ou a xeopolítica, que condicionan o uso e o acceso aos recursos enerxéticos, e que, polo tanto, poden afectar aos resultados acadados en termos de eficiencia enerxética.

A intensidade enerxética primaria no conxunto da economía española, tomando como base o ano 2015, foi mellorando ata o 2020, pasando dos 114tep/M€ aos 104,5 tep/M€. Pola súa banda, a intensidade enerxética galega tivo unha mellora moito maior, xa que nese mesmo período 2015-2020 pasou dos 160 tep/M€ aos 105,7 tep/M€, valor que o sitúa no mesmo nivel que a intensidade enerxética primaria española (Figura 2.7). A razón desta maior intensidade enerxética galega hai que buscala no feito de que en Galicia hai unha gran cantidade de centros transformadores de enerxía, o que eleva o consumo de enerxía primaria a transformar. Algo semellante pasa no caso da intensidade enerxética final (consumo de enerxía final respecto á produción), debido á instalación actual de varias plantas industriais con consumos de enerxía elevados para levar a cabo o seu proceso produtivo (como a industria metalúrxica, por exemplo). De feito, de observar os valores de intensidade enerxética final, as tendencias galega e estatal son semellantes, aínda que as melloras son máis moderadas.

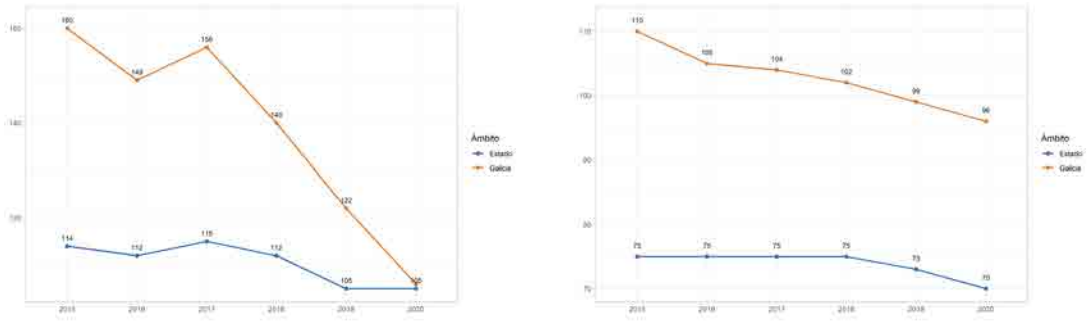


Figura 2.7: Intensidade enerxética (enerxía primaria e enerxía final en tep/mill. € constantes 2015). Galicia e Estado. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de IGE

O PNIEC (MITERD 2020c) avanza uns obxectivos de mellora da intensidade enerxética a nivel estatal do 36 % para a intensidade de enerxía primaria e do 30 % para a intensidade de enerxía final tomando os valores de 2015 (Cadro 2.5 e Figura 2.8).

Cadro 2.5: Intensidades enerxéticas de enerxía primaria e final nos escenarios tendencial e obxectivo (tep/M€base 2016). Fonte: MITERD (2020c)

		2015	2020	2025	2030
Escenario Tendencial	Intensidade enerxética primaria	115	106	96	89
	Intensidade enerxética final	79	75	70	65
Escenario Obxectivo	Intensidade enerxética primaria	115	105	89	73
	Intensidade enerxética final	79	75	65	56

5. Aforro enerxético

Segundo datos do INEGA (INEGA 2021d), Galicia está a cumprir cos obxectivos de aforro e eficiencia enerxética que marcou a Directiva 2009/28/CE, relativos á mellora nun 20 % respecto a un escenario tendencial de ausencia de políticas activas específicas para conseguilo.

Deste xeito, como podemos ver na Figura 2.9, o consumo de enerxía primaria en 2020 situouse en torno aos 5,87Mtep, un 36,8 % por debaixo do límite do escenario tendencial marcado relativo ao 20 % de mellora na eficiencia enerxética.

Sen embargo, dada a peculiaridade dese ano, haberá que agardar á publicación deste mesmo dato de 2021 para extraer conclusións máis robustas, pois o aforro acadado e menor consumo poida deberse probablemente a varios factores como á menor transformación de produtos petrolíferos (na refinaría da Coruña) debido á unha menor demanda de combustíbeis durante ese ano por motivo do parón da actividade e do confinamento, ao que se une a unha maior produción de electricidade mediante fontes renovables (65 % en 2019; 75 % en 2020) o que despraza ao consumo de recursos fósiles como o gas natural para a produción de electricidade, e a redución da actividade industrial nas plantas de Alcoa e Alu Ibérica, intensivas no uso de electricidade e enerxía.

6. O papel de Galicia como rexión xeradora de electricidade

Galicia destaca como rexión xeradora de electricidade, xa que produce en torno ao 10 % da electricidade total do Estado (Cadro 2.6). No ano 2018 chegou a xerar máis de 31 millóns de MWh (Figura 2.10), porén nos últimos anos a súa produción sitúase en torno aos 24 millóns de MWh. O parón nas centrais térmicas de carbón de Meirama e As Pontes conduciu a

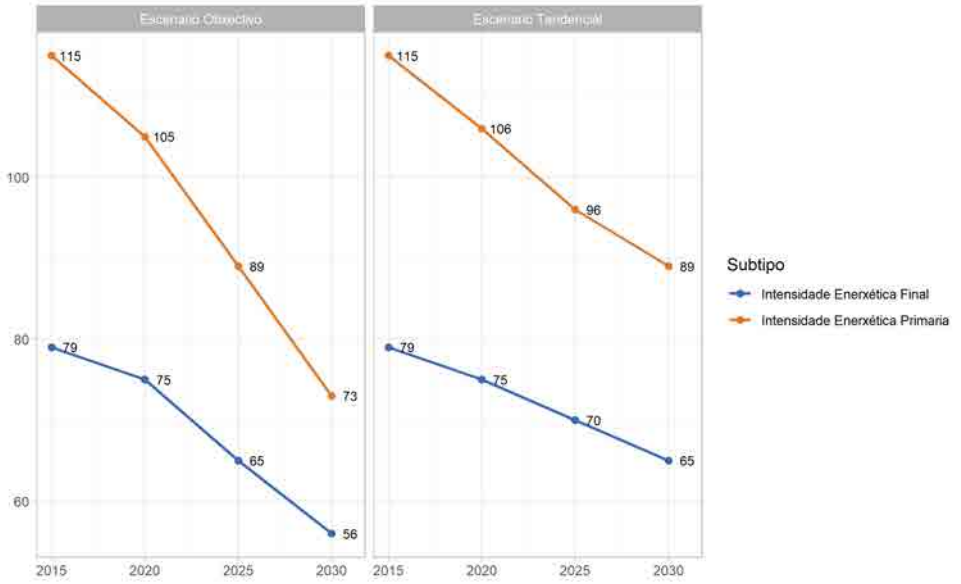


Figura 2.8: Intensidades enerxéticas de enerxía primaria e final nos escenarios tendencial e obxectivo (tep/M€base 2016). Fonte: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. MITERD (2020c)

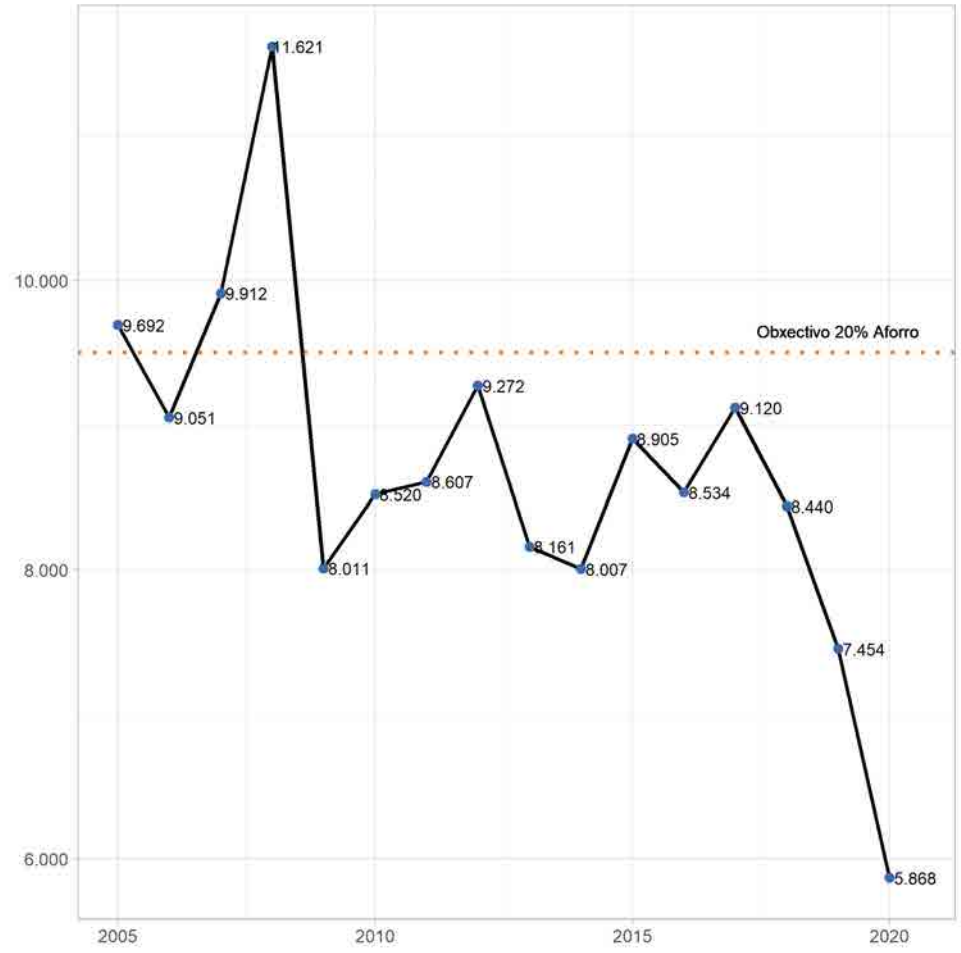


Figura 2.9: Consumo de enerxía primaria e obxectivo do 20 % de aforro enerxético proposto. Fonte: INEGA (2021d)

unha redución de case 10 millóns de MWh, cifra que se viu parcialmente compensada polo incremento paulatino da produción mediante gas natural dende 2019, polo que finalmente a achega galega total ao conxunto de xeración estatal alcanza os 24 millóns de MWh.

Cadro 2.6: Mix de xeración de electricidade por tecnoloxías (MWh). Galicia/Estado. Anos 2017-2021. Fonte: REE (2022f)

Xeración Electricidade (Galicia/Estado)	2017	2018	2019	2020	2021
Hidráulica	18 %	25 %	29 %	26 %	26 %
Turbinación bombeo	1 %	2 %	3 %	1 %	1 %
Carbón	24 %	28 %	19 %	27 %	9 %
Ciclo combinado	5 %	3 %	6 %	5 %	8 %
Eólica	14 %	17 %	16 %	18 %	16 %
Outras renovables	7 %	7 %	7 %	10 %	11 %
Coxeración	10 %	9 %	9 %	8 %	7 %
Residuos non renovables	7 %	7 %	7 %	8 %	7 %
Residuos renovables	20 %	20 %	19 %	22 %	19 %
Xeración total	10 %	12 %	10 %	10 %	9 %

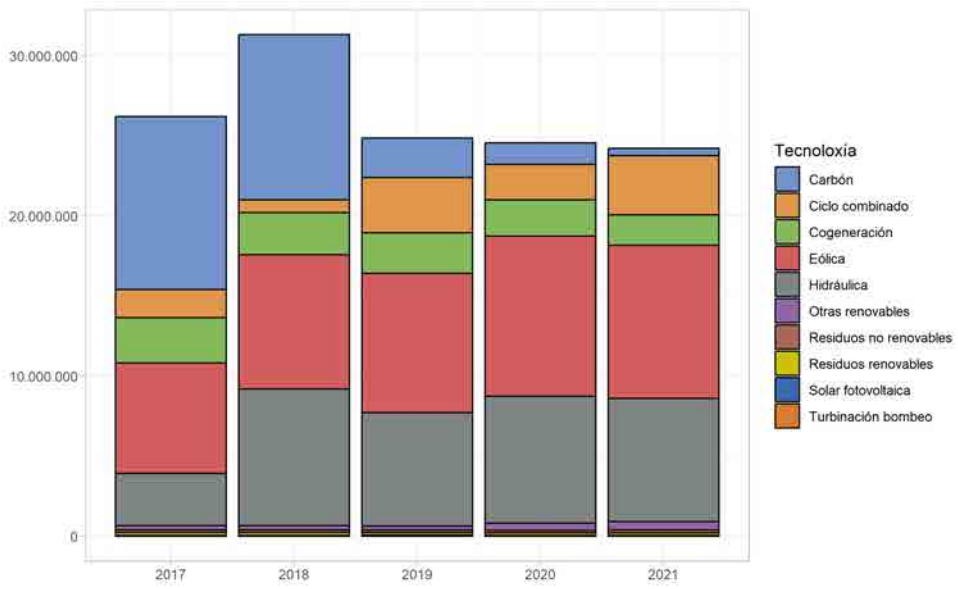


Figura 2.10: Mix de xeración de electricidade por tecnoloxías (MWh). Galicia. 2017-2021. Fonte: REE (2022f)

A importancia de Galicia a nivel estatal (Cadro 2.6) tradúcese en que produce 1 de cada 4 MWh (26 % en 2021) de electricidade xerada por recursos hídricos do Estado, achega o 16 % da electricidade xerada por enerxía eólica no Estado e o 19 % dos residuos renovables, que inclúe biomasa, biogás e enerxías mariñas. Pódese observar como a relevancia galega no Estado en xeración de carbón foi diminuíndo do 28 % en 2018 ate o 9 % do total estatal en 2021, mentres que a de ciclo combinado foi incrementándose do 3 %-5 % ao 8 % sobre o total estatal.

A xeración de electricidade en Galicia obtense fundamentalmente por vía das enerxías renovables. Así, nos últimos cinco anos, a media da produción de electricidade a partir de renovables está próxima ao 65 %-70 %. Pódense destacar dous anos como relevantes: o ano 2017, por ser un mal ano hídrico, condicionou á baixa a achega das renovables situándose nun cativo 40 %, e o ano 2020 (o do confinamento polo COVID-19) precisamente polo contrario, por alcanzarse no mesmo o 75 % de produción eléctrica renovable. No ano 2021 repetiuse esta porcentaxe, xa que a achega total renovable alcanzou o 74,3 % (REE 2022c; Figura 2.11), polo que semella que o abandono da utilización do carbón nas térmicas pode conducir a

repetir este valor de produción renovable nos vindeiros anos.

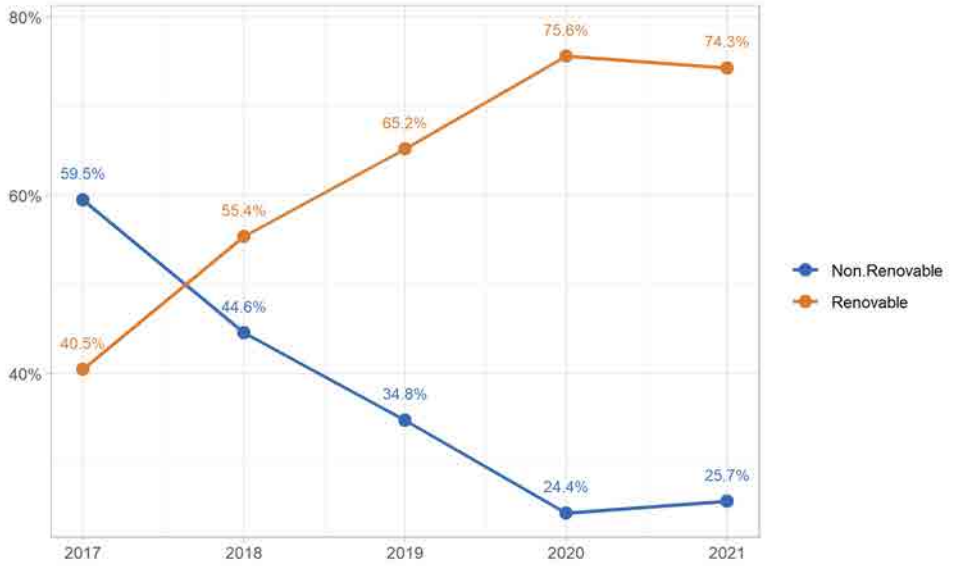


Figura 2.11: Evolución da xeración de electricidade por tecnoloxías renovables e non renovables. Galicia. Galicia. 2017-2021. Fonte: REE (2022f)

En todo caso, dende o ano 2019 a produción de electricidade mediante carbón experimentou un serio decremento, pasando do 32 % en 2018 ao 10 % en 2019 e ao 2 % en 2021 (Cadro 2.7 e Figura 2.12). Isto é consecuencia da paralización dende inicios de 2019 da actividade na central térmica de As Pontes, que deixou de entrar en funcionamento pola escalada do prezo de compra dos dereitos de emisión de dióxido de carbono e aos impostos que gravan o uso do carbón para xerar enerxía.

Cadro 2.7: Mix de xeración de electricidade por tecnoloxías. Galicia. 2018-2022. Fonte: REE (2022f)

Tecnoloxía	2018	2019	2020	2021	2022
Carbón	32,9 %	9,9 %	5,5 %	1,9 %	5,5 %
C. Comb. Gas Natural	2,6 %	13,9 %	9,0 %	15,3 %	21,5 %
Turbinación bombeo	0,1 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,3 %
Coxeración	8,4 %	10,1 %	9,2 %	7,8 %	9,4 %
Residuos non renovables	0,6 %	0,7 %	0,7 %	0,7 %	0,9 %
Hidráulica	27,2 %	28,4 %	32,2 %	31,8 %	17,0 %
Eólica	26,8 %	35,0 %	40,7 %	39,5 %	41,7 %
Solar fotovoltaica	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Outras renovables	0,8 %	1,0 %	1,9 %	2,2 %	2,8 %
Residuos renovables	0,6 %	0,7 %	0,7 %	0,7 %	0,9 %
Xeración total non renovable	**45 %**	**35 %**	**24 %**	**26 %**	**38 %**
Xeración total renovable	**55 %**	**65 %**	**76 %**	**74 %**	**62 %**

A fonte que experimenta o comportamento contrario é o gas natural, que pasou de supoñer en torno ao 10 % de xeración en 2016 a subir ao 15 % en 2019.

A achega da enerxía eólica experimenta un forte incremento e pasa do 26 % en 2017 ao 39,5 % en 2021. Completan o mix os produtos petrolíferos, cunha participación máis ou menos constante do 5-7 %.

O parque instalado das distintas tecnoloxías en Galicia apenas sufriu variación ao longo dos últimos cinco anos (Figura 2.13). No mix de potencia instalada destacan dúas, principalmente: a hidráulica (34 % en 2021) e a eólica (35,5 % en 2021). Completan o mix a tecnoloxía de carbón (12 %), de ciclo combinado (11 %) e de coxeración (5 %).

No caso de comparar a potencia instalada coa xeración finalmente producida pódese observar na Figura 2.14 como no 2020 a enerxía eólica instalada no mix alcanzaba o valor

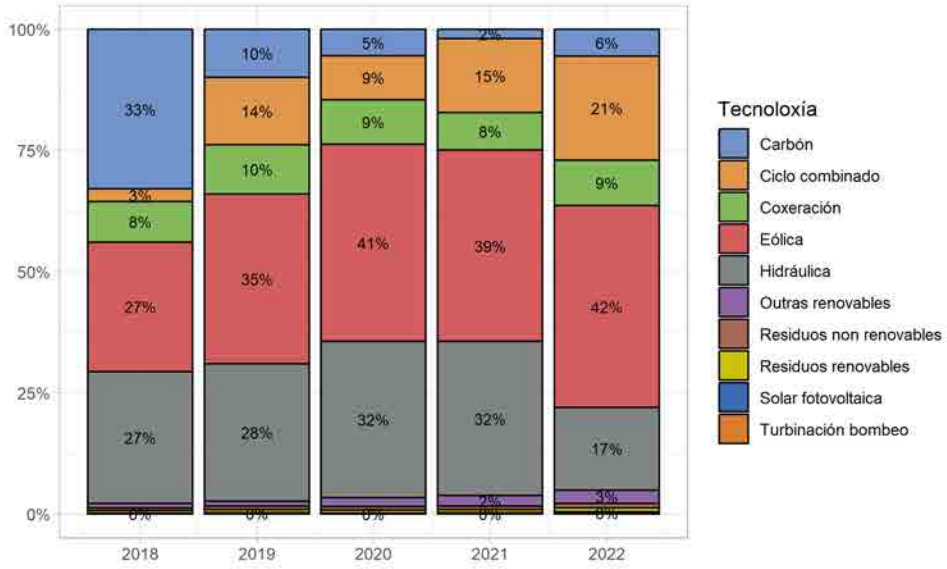


Figura 2.12: Mix de xeración de electricidade por tecnoloxías. Galicia. 2018-2022. Fonte: REE (2022f)



Figura 2.13: Mix de potencia instalada por tecnoloxías. Galicia. 2018-2022. Fonte: REE (2022f)

do 33 % e chegaba a producir o 40 % da electricidade. A enerxía hidráulica (mini e grande) sumaban porcentaxes similares de potencia instalada e xeración (33 %), do mesmo xeito que a de gas natural (12-14 %). No caso da de carbón obsérvase o desfase entre a potencia instalada (17 % do mix total) e finalmente a utilización da mesma para o mix de xeración (6 %).

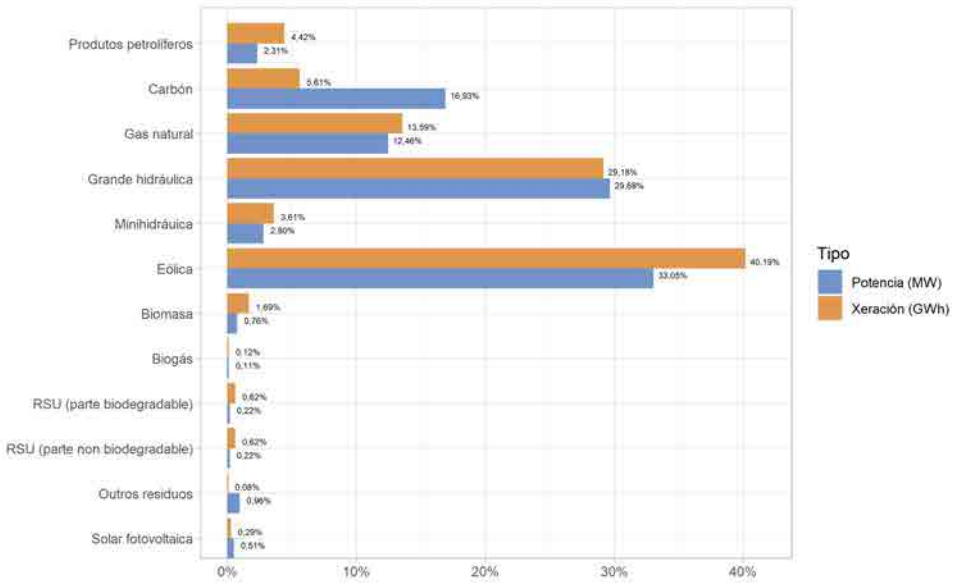


Figura 2.14: Potencia instalada e xeración de electricidade. Galicia 2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2021a)

Se se compara o peso que ten Galicia no mix estatal de potencia instalada pódese observar como en Galicia se pode atopar aínda o 37,3 % da potencia instalada no Estado da tecnoloxía que emprega carbón para xerar electricidade (Cadro 2.8). Isto se debe a que aínda non sucedeu o peche definitivo en Galicia a estas plantas, tan só o parón da actividade.

Cadro 2.8: Comparación do mix de potencia instalada de electricidade por tecnoloxías Galicia-Estado 2017-2021. Fonte: Elaboración propia a partir de REE (2022f).

POTENCIA INSTALADA (Galicia/Estado)	2017	2018	2019	2020	2021
Hidráulica	21,83 %	21,85 %	21,81 %	21,81 %	21,82 %
Carbón	19,5 %	19,5 %	20,2 %	24,5 %	37,3 %
Ciclo combinado	4,68 %	4,75 %	4,75 %	4,75 %	4,75 %
Eólica	14,4 %	14,5 %	14,8 %	14,0 %	13,6 %
Solar fotovoltaica	0,4 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %
Otras renovables	1,7 %	1,7 %	6,3 %	6,0 %	6,0 %
Cogeneración	9,3 %	9,3 %	9,3 %	9,4 %	9,4 %
Residuos no renovables	5,6 %	5,6 %	5,7 %	5,8 %	5,7 %
Residuos renovables	15,9 %	15,9 %	15,9 %	15,9 %	14,7 %

Galicia dispón dunha quinta parte da potencia estatal hidráulica (21,8 % en 2021), e acolle o 13,6 % da potencia instalada estatal eólica (cifra que foi descendendo dende 2019 polas novas poxas noutras comunidades autónomas). Ademais, posúe o 14,7 % das tecnoloxías que empregan residuos renovables[2] para xerar electricidade e o 9 % da coxeración instalada no Estado.

[2]Material orgánico non fósil de orixe biolóxica resultante dos refugallos sólidos urbanos e algúns refugallos comerciais, e industriais non perigosos. Considéranse renovables o 50 % dos residuos sólidos urbanos (RSU).

7. Usos enerxéticos dos produtos petrolíferos

A importación de produtos petrolíferos en Galicia ten como destino a refinaría de Repsol da cidade de A Coruña, unha das oito refinarías do Estado, e xunto coa de Petronor, en Bilbao, unha das dúas que se atopan no norte da península ibérica (Figura 2.15).



Figura 2.15: Refinerías e oleodutos. España 2018. Fonte: Asociación Española de Operadores de produtos petrolíferos.

Dos produtos petrolíferos dispoñibles (Figura 2.16), a metade expórtanse para fóra de Galicia (50 %), preto do 30 % destínanse ao transporte, un 8 % a xerar calor, o 6 % á pesca, transporte marítimo, agricultura, minas e construción (outros usos), mentres que o 5 % restante dedícase a xerar electricidade.

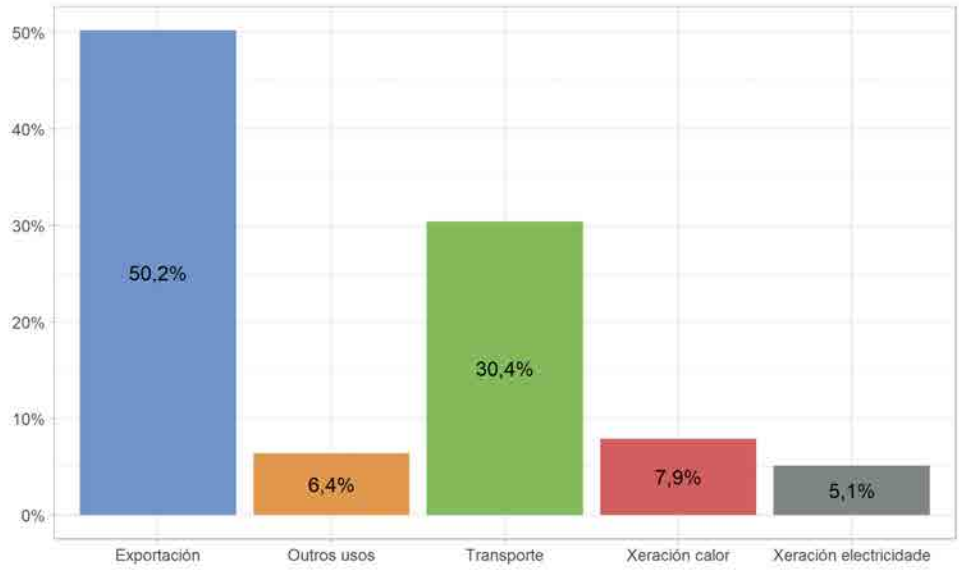


Figura 2.16: Uso de enerxia dos produtos petrolíferos. Galicia. Ano 2019. Fonte: INEGA (2020a)

No caso de analizar tan só o destino dos produtos petrolíferos dispoñibles empregados en Galicia, as porcentaxes veríanse duplicadas. É dicir, preto do 60 % dos produtos petrolífe-

ros empréganse para o transporte, preto do 16 % para a xeración de calor, o 12 % para outros usos e algo máis do 10 % para a xeración de electricidade.

En relación co gas natural, este recurso enerxético acadou nos últimos anos unha porcentaxe das importacións totais galegas entre o 20 % (ano 2019) e o 27 % (ano 2020). En función do ano pode haber unha parte do mesmo que é exportado. Así no 2020 exportouse a outras rexións o 30 % da enerxía final obtida mediante este recurso, mentres que no 2019 non houbo exportación ningunha, e no 2016 exportouse só o 5 %. Sobre o uso deste recurso (Figura 2.17), no ano 2019 un 21 % empregouse para xerar electricidade, case o dobre que no ano 2020 condicionado polo COVID-19 (11 %). Así mesmo, no 2019 a xeración de calor en caldeiras mediante gas natural acadou preto do 61 %, mentres que no 2020 esta porcentaxe supuxo só o 45 % da enerxía final. As centrais de ciclos combinados de gas natural e de coxeración participan no mix galego de xeración da electricidade con porcentaxes que están entre o 13 % (2020) e o 19 % (2019) do total.

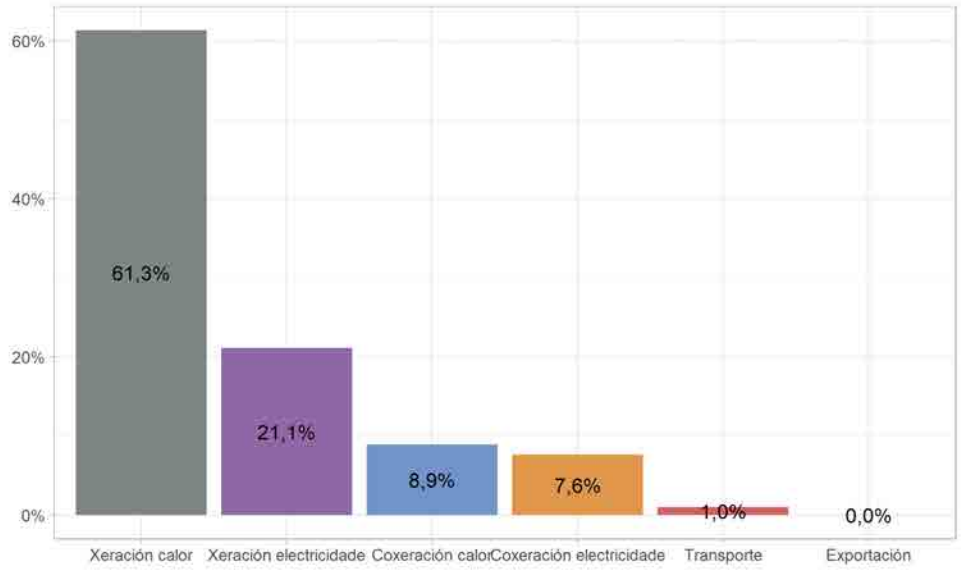


Figura 2.17: Uso de enerxia do gas natural. Galicia. Ano 2019. Fonte: INEGA (2020a)

Como se sinalou, a biomasa é unha das tres fontes galegas sobre as que descansa o mix de enerxía primaria autóctono, xunto coa eólica e a hidráulica, con participacións próximas ao 30 % cada unha delas. Ademais, esta opción enerxética adoita participar entre o 6 % e o 7 % sobre o total de enerxía primaria consumida en Galicia. O destino máis importante desta é a xeración de calor, que absorbe máis do 85 % da enerxía final xerada por biomasa. Nos últimos anos entre o 3 % e o 5 % da biomasa ten como destino a xeración de electricidade, o dobre que no ano 2016 (Figura 2.18).

8. Enerxía dispoñible para o consumo final

Por enerxía dispoñible para o consumo final enténdese aquela que se obtén das transformacións da enerxía primaria e que pode ser empregada directamente polos consumidores. Desta enerxía dispoñible unha parte é destinada aos consumo interno galego, outra parte é exportada, e outra parte mínima pérdese no transporte e na distribución da propia enerxía.

Os produtos petrolíferos (descontados os empregados para xerar electricidade e calor) veñen supoñendo a maior partida de enerxía dispoñible para o consumo final, con case a metade da achega total (entre o 43 % e o 48 %) (Figura 2.19). Debe lembrarse que máis da metade adoita ser exportado. A electricidade foi o segundo produto enerxético xerado dispoñible para o consumo final, con participacións entre o 24 % e o 28 %, do cal preto do 35 %-40 % é exportada cara o resto do Estado.

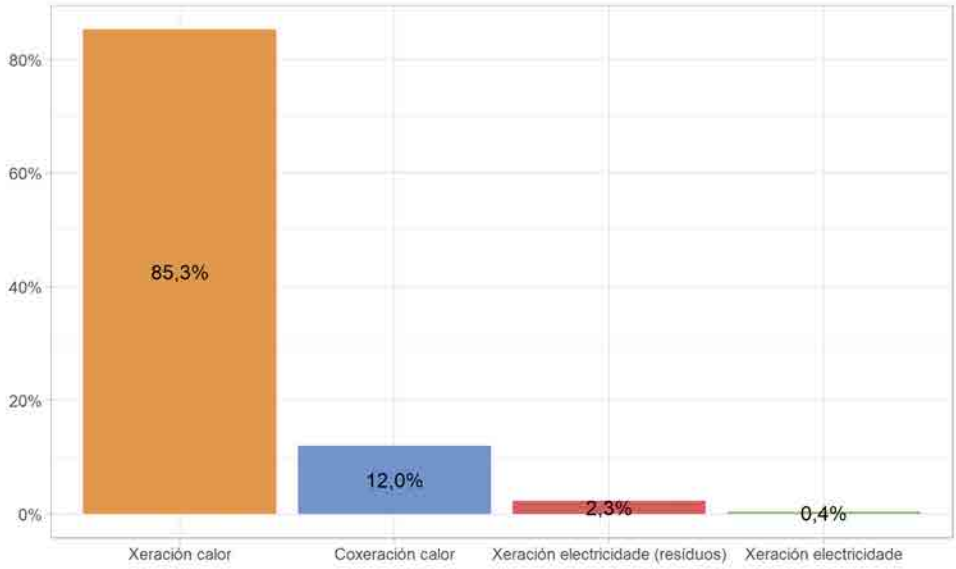


Figura 2.18: Uso de enerxia da biomasa e residuos. Galicia. Ano 2019. Fonte: INEGA (2020a)

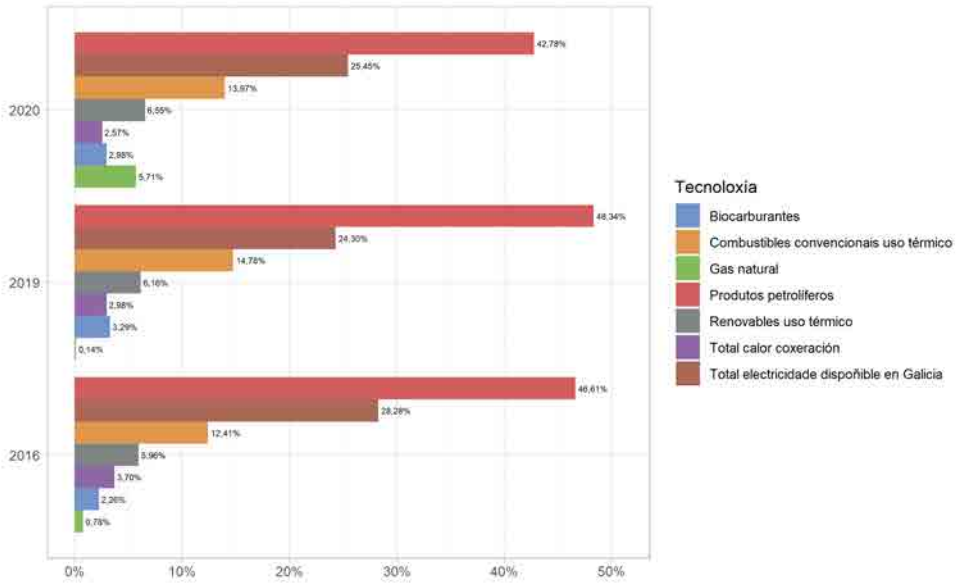


Figura 2.19: Enerxía dispoñible para o consumo final. Galicia. Anos 2016, 2019 e 2020. Fonte: Elaboración propia a partir dos datos de INEGA (2021a)

O consumo de combustibles convencionais para uso térmico (entre o 12 % e o 15 %) inclúe o consumo de produtos petrolíferos, de gas natural, de residuos e de carbón para xerar calor. As renovables para uso térmico veñen supoñendo un valor bastante estable que se sitúa entre o 6 % e o 7 % do total e inclúen os consumos de biomasa e biogás para xerar calor, as bombas de calor aerotérmicas, hidrotérmicas e xeotérmicas, ademais do calor obtido a partir da solar térmica (2.19). Completan o conxunto de enerxías dispoñibles os biocarburantes e o calor de coxeración, con achegas en torno ao 3 %.

Mención aparte merece o gas natural, que no ano 2020 alcanzou un valor de preto do 6 %, despois de varios anos con niveis nulos. Recupéranse así valores similares aos acadados entre o 2010 e 2015 (Figura 2.19).

Finalmente, o destino do consumo enerxético galego mantense en proporcións estables, e ven sendo empregado para xerar calor nun 40 %, para o transporte un 33 %-36 % e para xerar electricidade (24 %-26 %) (Figura 2.20).

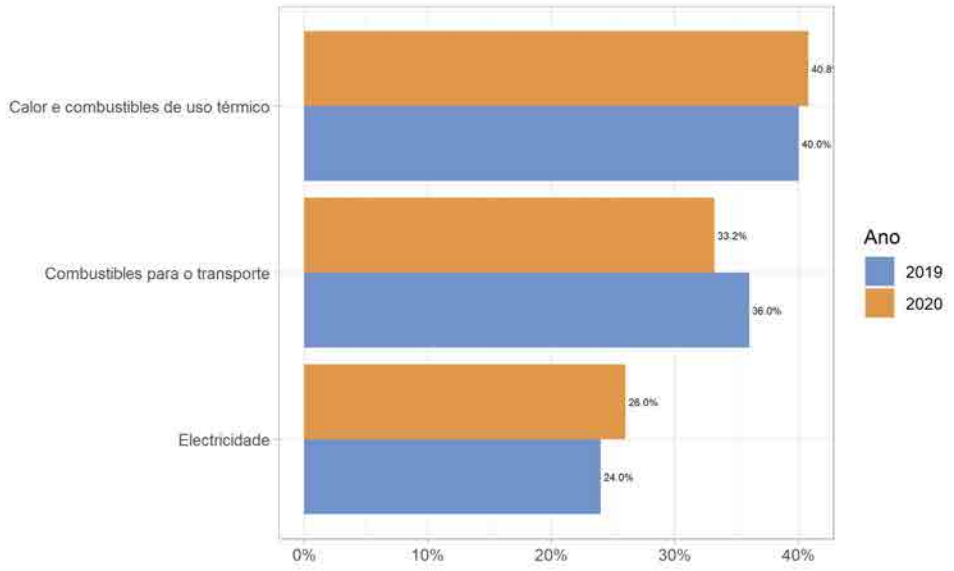


Figura 2.20: Consumo enerxético galego. Anos 2020 e 2021. Fonte: Elaboración propia a partir dos datos de INEGA (2021a) e INEGA (2020a)

9. Situación actual e escenarios das principais tecnoloxías para os horizontes 2030-2050

9.1. A proposta do Plan Nacional Integrado de Enerxía e Clima (PNIEC) e os compromisos para 2030

O Plan Nacional Integrado de Enerxía e Clima (PNIEC; MITERD 2020c) alinéase co Acordo de París inclúe os seguintes compromisos para 2030:

- Conseguir un 23 % de redución de emisións de gases de efecto invernadoiro dende 1990.
- Que as enerxías renovables acaden o 42 % sobre o uso final da enerxía e supoñan o 74 % do mix de xeración eléctrica.
- Acadar un 39,5 % de mellora da eficiencia enerxética.

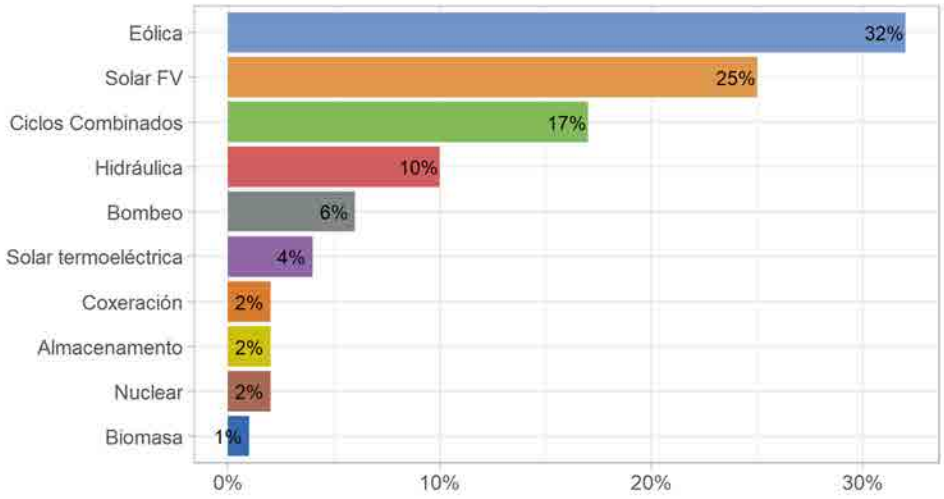


Figura 2.21: *Mix* de potencia instalada de enerxía eléctrica en España. Horizonte 2030. Fonte: PNIEC (MITERD 2020c)

Para o horizonte 2050 o obxectivo consiste nunha redución do 90 % das emisións dos gases de efecto invernadoiro e acadar un mix de xeración electricidade completamente renovable.

Así mesmo, o PNIEC (MITERD 2020c) propón a actuación sobre os seguintes elementos:

- Un incremento da electrificación da economía, reflectido no consumo final de electricidade, que está previsto que pase do 21 % do mix de enerxía final en 2017 ao 27 % en 2030. Isto suporá un incremento da demanda eléctrica final do 4 %, alcanzando os 249,2 TWh en 2030.
- Prevese un total de 161 GW de potencia instalada. Destes, en torno ao 32 % está previsto que sexa de enerxía eólica (terrestre e marítima), o 25 % solar fotovoltaica, o 17 % de ciclos combinados e o 10 % de hidráulica, como tecnoloxías máis importantes.
- O parque instalado permitirá que o mix de xeración de electricidade en 2030 pivote sobre a enerxía eólica -que pasará de supoñer o 22 % en 2020 ao 35 % en 2030-, sobre a solar FV -que incrementará o seu peso do 6 % en 2020 ao 20 % en 2030-, sobre a enerxía hidráulica -que aínda que se reducirá algo ficará no 8 % sobre o total do mix-, así como sobre a enerxía nuclear -que pasará de supoñer o 21 % ao 7 % polo peche programado por fin de vida útil- e sobre a solar termoeléctrica que alcanzará o 7 % sobre o total do mix. En total, as fontes renovables está previsto que produzan en torno ao 74 % da electricidade en 2030, fronte ao 40 % actual.
- A descarbonización da actividade de xeración eléctrica, que pasará por substituír o emprego de combustibles fósiles, mentres que se incrementa a achega das novas tecnoloxías renovables, que está previsto que alcancen o 74 % do total do mix en 2030. Isto implicará unha redución de emisións do 72 % entre 2017 e 2030.
- O incremento da eficiencia enerxética, e a conseguinte redución da demanda total de enerxía. A redución do consumo de enerxía primaria alcanza o 39,5 % e a minoración da intensidade enerxética primaria anual prevista é do 3,5 %.
- O importante peso das fontes renovables ten o seu reflexo no obxectivo do 42 % do subministro do consumo de enerxía final con estas fontes de carácter autóctonas, o que se aliña co 74 % da orixe da xeración de enerxía eléctrica.
- A redución das importacións enerxéticas do exterior, que permitan pasar dun nivel de dependencia enerxética do 73 % en 2017 ao 61 % en 2030. Alcanzar este obxectivo permitirá un aforro estimado acumulado de 67.000 millóns de euros en comparación co escenario tendencial do PNIEC (MITERD 2020c) e unha redución dun 34 % en unidades físicas.

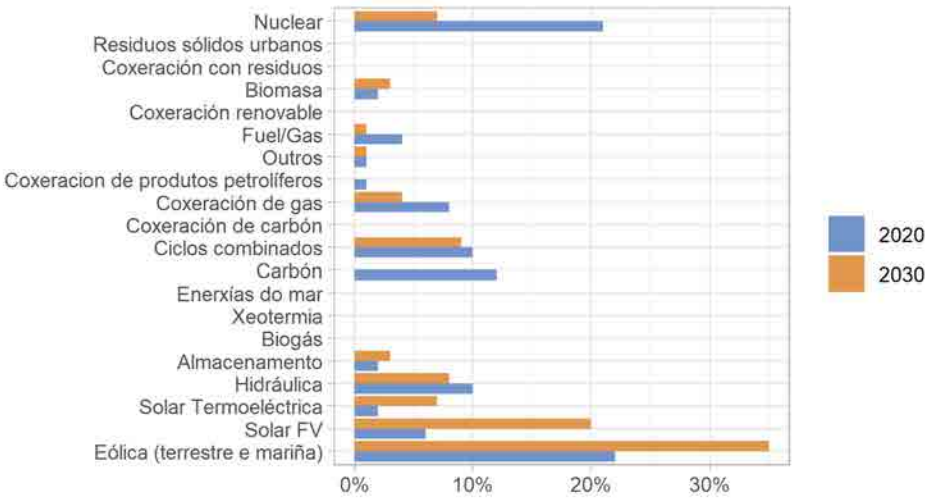


Figura 2.22: *Mix* de enerxía eléctrica prevista en España. Horizonte 2030. Fonte: PNIEC (MITERD 2020c)

- O calor vía renovables está previsto que se incremente grazas ao acceso a redes de calor e á renovación de equipos. Isto, xunto cun maior uso da electricidade para cubrir demandas térmicas, permitirá reducir o peso dos combustibles fósiles neste eido.

- A electrificación do parque de vehículos permitirá un maior emprego de enerxías renovables no transporte, así como un incremento do 217 % da demanda de electricidade no sector do transporte entre o 2020 e o 2030.

A actividade enerxética, e particularmente a actividade de xeración de electricidade, está chamada a seguir sendo estratéxica e tractora para a comunidade, sobre todo polos investimentos que implica e polos servizos que ofrece ao resto de actividade da comunidade, no que destaca a industria, e, dentro desta, aquela de carácter electrointensivo. Neste contexto, o proceso de transición enerxética pode implicar modificacións substantivas na súa achega ao PIB e no tecido industrial. Así, o abandono da actividade de xeración eléctrica vinculada coas centrais térmicas de carbón, caracterizada por ser intensiva en emprego, repercutirá negativamente sobre o emprego directo vinculado con esta actividade. A aposta polas enerxías renovables, pola economía circular e o tratamento de residuos abre a porta ao impulso de actividades económicas que poidan compensar esas perdas de produción e de emprego.

9.2. O desenvolvemento da enerxía eólica en Galicia

O informe do Consello da Cultura Galega (CCG 2021) recolle unha interesante análise do percorrido da enerxía eólica en territorio galego dende finais da década dos anos 90 do século pasado. Así, sinálase que é no ano 1997 cando comeza a explotación do vento para a xeración de electricidade en Galicia, trala aprobación do Plan Sectorial Eólico de Galicia (PSEG). Previamente, os plans eólicos estratéxicos (PEE) foron os instrumentos de regulación empregados para definir o aproveitamento do recurso eólico que determinara o Decreto 205/1995 (Parlamento de Galicia 1995). No mesmo, a ausencia do establecemento dun mecanismo competitivo para asignar os dereitos preferentes para o desenvolvemento do potencial eólico a través dos PEE conduciu a que as solicitudes fosen sometidas unicamente a información pública de competencia polas zonas nas que o interese do titular podía ter impacto sobre os afectados.

Posteriormente, o Decreto 302/2001 (Parlamento de Galicia 2001) permitiu o desenvolvemento e posta en marcha de parques eólicos naquelas zonas asignadas polos PEE mediante dereitos prioritarios ou exclusivos. Deste xeito, os promotores eólicos estaban obrigados a desenvolver entre os dous e os dez anos seguintes o conxunto de actuacións comprometidas. A cambio, os promotores comprometíanse a entregarlle á Administración unha serie

de informes que contivesen a incidencia na planificación enerxética sectorial, o desenvolvemento harmónico das iniciativas de aproveitamento eólico e o impacto socioeconómico local e rexional, ademais do impacto industrial relacionado. Os investimentos tiñan relación tanto con actividades industriais para a produción de compoñentes, como con actividades de I+D+i relacionadas coa enerxía solar térmica e fotovoltaica. As que maior impacto positivo e transversal tiveron para a rexión foron as de carácter industrial.

Os beneficios en termos sociais derivaron dos plans industriais encamiñados a dinamizar a actividade económica nas distintas localizacións, iniciativas caracterizadas polo seu perfil tecnolóxico. En todo caso, a limitación temporal entre os 5 e 10 anos xogou en contra da prolongación do éxito dos plans comprometidos, polo vencemento dos prazos de permanencia.

No ano 2009 aprobouse a *Lei 8/2009, do 22 de decembro, pola que se regula o aproveitamento eólico en Galicia e se crean o canon eólico e o Fondo de Compensación Ambiental* (Parlamento de Galicia 2009). O canon eólico é un imposto que grava o impacto paisaxístico de cada aeroxerador, sen ter en conta nin o tamaño nin a área de varrido. Isto permitiu compensar á sociedade polas externalidades negativas que producen os aeroxeradores. O canon achega recursos ao Fondo de Compensación Ambiental (FCA) por un total de en torno a 20 millóns de euros ao ano. Con estes fondos compénsanse fundamentalmente aos municipios afectados pola actividade dos aeroxeradores (un terzo do total do FCA) vía subvencións non competitivas encamiñadas actuacións de natureza produtiva e xeradora de emprego, conservación da biodiversidade e recursos naturais e emprego sustentable de enerxías renovables. Segundo o informe do CCG (CCG, 2021) un total de 10 concellos reciben preto do 40 % do total, sobresaíndo entre eles o Concello de Muras. O resto de concellos galegos poden optar mediante convocatoria competitiva tamén a estes fondos, pero a cantidade á que optan é menor que os de aqueles que si teñen aeroxeradores no seu territorio.

Sen embargo, segundo o Informe do CCG (CCG 2021) o canon eólico pode acabar resultando insuficiente para alcanzar o seu obxectivo, o da socialización dos beneficios obtidos pola actividade eólica. Isto é debido a que a tendencia no sector é a de repotenciar os aeroxeradores, diminuíndo o número destes nos parques, e substituílos por outros de maior tamaño e varrido. É precisamente esa redución do número de aeroxeradores o que pode conducir a unha menor contribución tributaria, xa que como se comentou o canon eólico non ten en conta nin o tamaño -cada vez máis grandes- nin a área de varrido do aeroxerador, só o número.

A sinalada *Lei 8/2009, do 22 de decembro, pola que se regula o aproveitamento eólico en Galicia e se crean o canon eólico e o Fondo de Compensación Ambiental* (Parlamento de Galicia 2009) derroga o *Decreto 242/2007, do 13 de decembro, polo que se regula o aproveitamento da enerxía eólica en Galicia* (Parlamento de Galicia 2007) do goberno saínte que recentemente aprobara un concurso eólico de 2.300 MW, concurso que foi finalmente suspendido e substituído por outro posterior. Así mesmo a Lei 8/2009 (Parlamento de Galicia 2009) eliminou a posibilidade de impulsar parques eólicos singulares con participación pública, ademais dos plans eólicos empresariais para a planificación enerxética da eólica.

O que seguiu a estes cambios normativos do 2009 foi un parón no ritmo de investimentos entre os anos 2010 e 2017, nos que só foron instalados 173 MW. Así a incerteza lexislativa provocada conduciu ao sector eólico galego a non poder aproveitar as melloras tanto tecnolóxicas (vinculadas cunha maior potencia) como de redución de custos que se produciron neste período.

No ano 2017 aprobouse a *Lei 5/2017, do 19 de outubro, de fomento da implantación de iniciativas empresariais en Galicia* (Parlamento de Galicia 2017), que implicou unha nova fase de activación e de desenvolvemento da enerxía eólica en Galicia. Con esta nova Lei 5/2017 desaparecen as convocatorias anuais para a nova asignación de potencia, así como a relevancia dos criterios sociais e económicos á hora da toma de decisión para a asignación, ademais de permitirse o inicio do procedemento administrativo de admisión e autorización sen a obriga de ofrecer á comunidade contrapartida socieconómica algunha ou coa flexibilización das condicións para adquirir a declaración de utilidade pública para os parques eólicos. Deste xeito poténciase a promoción da enerxía eólica en Galicia

Entre 2009 e 2017 a participación pública en parques eólicos pasou de 19,3MW a 34,8 MW, coa entrada de 6 novos parques singulares, mentres que a participación da Xunta nos mesmos reduciuse dos 11,4 MW aos 9,4 MW.

Posteriormente, coa aprobación da *Lei 3/2018, do 26 de decembro, de medidas fiscais e administrativas* (Parlamento de Galicia 2018), búscase reducir os prazos establecidos para o

procedemento ordinario. Desta forma, aqueles parques denominados como iniciativas empresariais prioritarias estarán en exposición pública 15 días para a autorización previa e para a avaliación ambiental. Xa en 2021 aprobouse a *Lei 9/2021, do 25 de febreiro, de simplificación administrativa e de apoio á reactivación económica de Galicia*, que permitía instalar parques eólicos fóra do ámbito territorial establecido polo "Plan sectorial eólico de Galicia" sempre que teñan "unha clara incidencia territorial pola súa entidade económica e social, posúan unha función vertebradora e estruturante do territorio e sexan declarados como tales polo Consello da Xunta de Galicia" e non afecten a terras con protección ambiental (CCG 2021).

As innovacións tecnolóxicas no sector eólico permitiron que nos últimos 12 anos se incrementase a eficiencia da tecnoloxía nun 20 %, reduciron os custos de investimento unitario nun 10 %, permiten maiores áreas de varrido cun 70 % de maior radio e con alturas das buxas superiores nun 45 %.

Obsérvase un cambio nas localizacións ao longo deste período: mentres que os primeiros parques se situaron en zonas montañosas, sobre terras fundamentalmente de uso forestal, nos últimos 12 anos os parques eólicos pasaron a ser implantados tanto en zonas de monte como en terras con vocación gandeira e agrícola.

De analizar o emprego do territorio da enerxía eólica mediante un indicador de densidade de potencia instalada (Cadro 2.9), atópase que Galicia é a comunidade autónoma co indicador máis alto cunha densidade de 0,13 MW/Km^2, en segundo lugar sitúase Navarra con 0,125 MW/Km^2 e xa máis afastada en terceiro lugar estaría Aragón con 0,093 MW/ Km^2. Pódese observar cómo a Comunidade de Madrid destaca polo valor nulo desta indicador, sinónimo de non ter ningún MW instalado por Km2.

Cadro 2.9: Densidade de potencia eólica instalada por Comunidade Autónoma. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022f)

Comunidade Autónoma	MW instalados/Km2
Galicia	0,131
Navarra, Comunidad Foral de	0,125
Aragón	0,093
Rioxa, A	0,088
Canarias, Illas	0,075
Castela e León	0,068
Asturias, Principado de	0,061
Comunitat Valenciana	0,053
Castela A Mancha	0,050
Andalucía	0,040
Cataluña	0,040
Murcia, Rexión de	0,023
País Vasco	0,021
Cantabria	0,007
Balears, Illes	0,001
Extremadura	0,001
Madrid, Comunidad de	0,000

En Galicia, segundo o INEGA (INEGA 2022k) e Red Eléctrica (REE 2022c), hai instalados en Galicia 3.879 MW de potencia (Figura 2.23). Destes, 3.838 MW son de parques eólicos, 40 MW de parques eólicos singulares, e en torno a 0,7 MW de parques eólicos experimentais e de instalacións minieólicas. Suman 176 parques eólicos que están localizados en 121 Concellos dos 313 que hai en Galicia.

Segundo o informe do Consello da Cultura Galega (CCG 2021) a potencia prevista dos parques eólicos admitidos a trámite, que suman un total de 275, conduce a preto de 7.200 MW adicionais (CCG 2021).

A potencia prevista dos parques que superan os 50 MW de potencia e cuxa tramitación xestiona o Ministerio e que están en fase inicial ou que estiveron ou están en fase de información pública do estudo do impacto ambiental e de solicitude de autorización administrativa previa, alcanza os 4.023 MW en novembro de 2022 (Figura 2.23).

De eólica mariña, segundo datos do Ministerio, hai un total de 6 parques propostos, que suman un total de 4.185 MW adicionais.

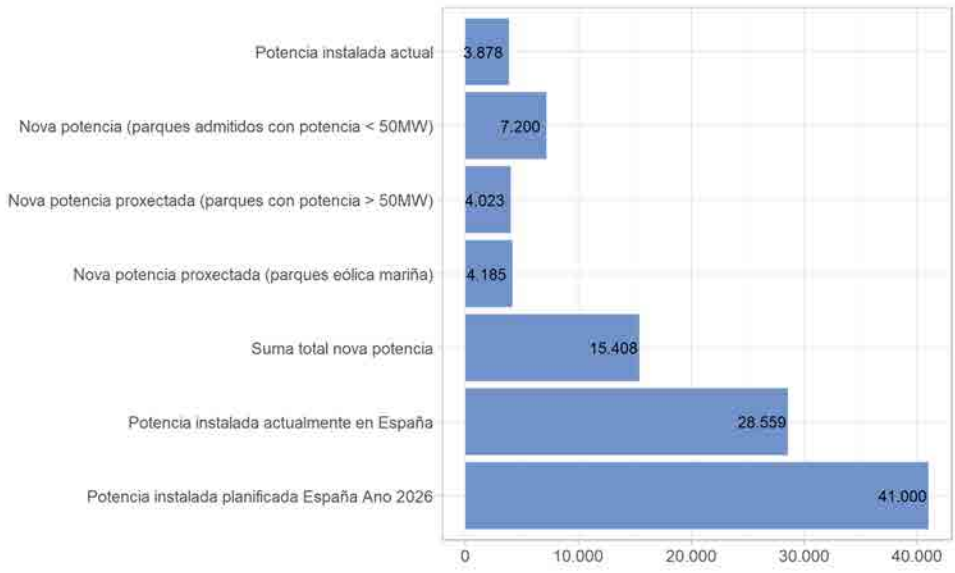


Figura 2.23: Potencia eólica en Galicia (MW) actual e proxectada. Fonte: INEGA (2021a), CCG (2021) e MITERD (2022d)

En total, de instalarse todos os proxectos propostos, a potencia instalada en Galicia alcanzaría os 15.000 MW, e significaría multiplicar por tres a potencia instalada na actualidade. Este extremo non se vai producir, pero si pode servir de referencia para dimensionar este interese de desenvolvemento eólico en Galicia, condicionado positivamente por presentar mellores rexistros de rendemento eólico fronte á media estatal. Actualmente en España hai instalados preto de 29.000 MW e proxectados un aumento de 11.000 MW. É dicir só cos proxectos para Galicia superaríase en 4.000 MW o obxectivo de nova potencia para o Estado para 2026.

9.2.1. Integración eólica e territorio

A implantación da enerxía eólica en Galicia é evidente que ten algúns efectos positivos en termos económicos, de emprego, de emisións e de redución da dependencia enérxetica. Non obstante, tamén é evidente que, a pesares disto, existe unha mobilización social en relación coa instalación dos parques eólicos. A continuación se intentan resumir algúns dos argumentos a prol e en contra do desenvolvemento eólico no noso territorio.

A Asociación Eólica de Galicia (EGA, en diante) sinala unha serie de elementos positivos do sector eolico en Galicia (Asociación Eólica de Galicia 2022):

- No ano 2020 este sector proporcionaba 5.436 postos de traballo (3.484 directos e 1.951 indirectos), cunha achega ao PIB de 489 millóns de euros (o 0,84 % do PIB galego).
- A achega fiscal vía pagamento de tributos e/ou taxas anuais polas empresas eólicas galegas alcanzou, segundo a EGA, os 106 millóns de euros. Estes divídense en máis de 42 millóns en impostos recadados pola Administracón autonómica e 64 con destino as arcas do Estado.
- Os propietarios dos terreos perciben polo alugamento dos mesmos un total de 11 millóns de euros anuais no seu conxunto para toda Galicia, segundo a EGA.
- En termos ambientais a produción mediante enerxía eólica conduce a un aforro de 155 millóns de euros en Galicia, e a redución da importación de 1,9 millóns de toneladas equivalentes de petróleo. En total o dióxido de carbono non emitido ascende aos 5,2 millóns de toneladas e tradúcese nun aforro de 128 millóns de euros na compra de dereitos de emisión. No caso de calcular o acumulado destes conceptos, evitáronse un total de case 79 millóns de toneladas de dióxido de carbono entre o ano 2008 e o 2019

así como un aforro na adquisición de dereitos de emisión de 875 millóns de euros no mesmo período.

- No referente á produción eléctrica, a xeración eólica acadou o 39,5 % do total da enerxía eléctrica xerada en Galicia en 2020, o que equivaleu a un 54 % da demanda eléctrica anual de Galicia. Así mesmo, a produción eólica galega sitúaa como a segunda comunidade por enerxía eólica xerada e con maior eficiencia dos parques eólicos.

Non obstante o anterior, existe unha mobilización social en relación coa instalación dos parques eólicos, segundo apunta o traballo de investigación de Simón (2021) e o Informe do Consello da Cultura Galega (CCG 2021), elaborado en resposta ás peticións de "diversas asociacións, administracións e particulares" (CCG 2021, p. 23). Foi esta mobilización social o que deu lugar á aparición de ducias de colectivos organizados contra os proxectos, como a Rede Galega por un Rural Vivo (agrupa a asociacións veciñais de 16 concellos diferentes), a Rede Galega Stop Eólicos (agrupa a 37 colectivos), a Coordinadora Bergantiñá pola Defensa da Terra (integra a 8 colectivos) ou a Plataforma Eiquí Eólicos Non (integrada por 10 asociacións). Ademais destas agrupacións, hai concellos que remitiron alegacións ante os proxectos eólicos propostos, como os concellos de A Baña, Carral, Cerdedo-Cotobade, Cerdido, Cedeira, Forcarei, Moaña, Neda, Ordes, Ortigueira, Poio ou Pontevedra (CCG 2021).

Entre os argumentos contrarios á instalación dos parques eólicos, o informe do CCG sinala, entre outros, a posible falta de credibilidade das avaliacións de impacto ambiental, incerteza relacionada co compromiso real das administracións públicas na defensa dos intereses do territorio e na aplicación das normas relativas á "defensa do patrimonio natural e da biodiversidade, do patrimonio cultural e da paisaxe". Sinala este informe a existencia de baleiros na aplicación da protección do patrimonio natural e cultural, como podería ser a "ampliación da Rede Natura, a catalogación de bens de patrimonio cultural ou a protección dos Camiños de Santiago". De feito, a conservación de hábitats e de especies ameazadas únese á consideración da paisaxe no conxunto do seu valor cultural e social e que, segundo o informe, únese a elementos vitais como é a calidade de vida, ou identitarios co territorio. Os impactos suxeridos son de tipo natural, paisaxístico, cultural e socioeconómico. Explicítase, así mesmo, o rexeitamento a unha práctica como é o fraccionamento dos parques cando en realidade conformarían unha unidade. Isto conduce á avaliación individual de cada un, sen a necesidade de considerar unha avaliación conxunta da suma dos parques fraccionados, como así debería de realizarse.

Cuestiónase o impacto que ten a instalación dos parques eólicos sobre a propia actividade económica tradicional dos territorios rurais, como a gandería, a agricultura ou a explotación forestal. Reflexiónase sobre os efectos que teñen sobre a paisaxe e sobre o potencial de atracción ou de baleirado de poboación, así como sobre a distribución dos beneficios derivados da xeración de electricidade grazas ao recurso eólico. O informe tamén sinala a importancia de ter en conta ás comunidades locais polo coñecemento e identificación que teñen co territorio. Así, á hora de planificar e deseñar a explotación do recurso eólico, poden achegar o seu punto de vista relativo ás súas necesidades e expectativas á hora de poder xestionar os recursos do territorio xunto coas iniciativas empresariais de carácter enerxético. Dispoñibilidade que na maioría dos casos non é tida en conta, segundo o informe do CCG.

A construción de parques eólicos modifica a paisaxe, non só pola instalación dos aeroxeradores, senón tamén pola construción das novas vías de comunicación, da construción das subestacións eléctricas, así como das liñas de evacuación. Aféctase así tanto a zona específica como as áreas próximas. En todo caso, a implantación dun parque eólico pode implicar unhas limitacións directas do dominio dos terreos, por contrato ou expropiación, ben vía transferencia do pleno dominio ou vía transferencia das facultades derivadas do dominio agás a núa propiedade. Tamén poden implicar a constitución de servidumes que poden non privar do dereito á propiedade, mais limitan o uso por parte do dominio. Adicionalmente distínguense outro tipo de limitacións no dominio derivadas da instalación dun aeroxerador: o de pleno dominio e o de voo. Este último afecta a parcelas de titularidade diferente da de quen posúe ese dereito e pode chegar a permitir usos que sexan compatibles con ocupar ate certa altura da parcela, cun límite.

A construción e o establecemento dun parque eólico implica unha serie de beneficios, cargas, limitacións e efectos sobre as actividades dun territorio ademais de sobre as condicións de vida, debido á afectación que sobre as actividades económicas previas pode ter

a implantación dun parque eólico. Así, segundo recolle o informe (CCG 2021), cada proxecto debería avaliar de forma específica o impacto que xera en concreto sobre a comunidade, o nivel de coherencia sobre a actividade e a traxectoria que deseña para o futuro deses terreos a propia poboación que os habita.

O informe do CCG sinala a necesidade de ampliar a protección de certas terras máis alá da Rede Natura 2000, ademais de caracterizar as paisaxes cunha maior definición e detalle. Exemplos como a elaboración do "Catálogo de solos agropecuarios e forestais de Galicia" pode servir para establecer aqueles solos que sexan de alta produtividade ou singulares e poder outorgarlles especial protección. Deste xeito se podería contemplar a posible protección de solos con elevado valor agrolóxico ou de interese agrario, xa que unha das vías para xustificar un impacto reducido dos parques sobre o territorio é alegar que se asentan sobre terras en estado de abandono.

Neste contexto, tendente á polarización, as recentes medidas lexislativas do ano 2021, na procura dun desenvolvemento equilibrado, recollen unha aposta pola recuperación do valor produtivo da terra agraria (*Lei 11/2021, do 14 de maio*; Parlamento de Galicia 2021) e por un desenvolvemento rural sustentado na necesaria compatibilidade das distintas actividades relacionadas co uso da terra (*Lei 7/2021, de 20 de maio*; PEsp 2021). A Exposición de motivos da *Lei 11/2021, do 14 de maio, de recuperación da terra agraria de Galicia* (Parlamento de Galicia 2021), recolle a "aposta estratéxica pola recuperación de terras abandonadas mediante a súa posta en valor presenta varios eixos fundamentais: a creación de actividade económica no medio rural, factor fundamental á hora de combater o reto demográfico; a mitigación e adaptación ao cambio climático, en especial mediante a prevención dos incendios forestais; a seguridade alimentaria, a través da protección da capacidade produtiva da terra e o fomento da súa posta en produción; e o impulso dunha planificación da paisaxe agraria que permita a creación de ecosistemas resilientes cunha probada capacidade de recuperación fronte a perturbacións como grandes incendios ou graves riscos fitosanitarios". Toda unha declaración de intencións en relación co desenvolvemento da actividade económica vinculada co uso da terra e que se ve complementada co que establece a *Lei 7/2021, do 20 de maio, de cambio climático e transición enerxética* (PEsp 2021), no seu artigo 25 en relación co estilo do desenvolvemento rural que se pretende e que englobaría ás políticas agrarias, forestais e das enerxías renovables: "O despregamento das enerxías renovables debe levarse a cabo de maneira compatible coa conservación do patrimonio natural e a adecuada ordenación territorial. Para iso, perseguirá reverter parte da riqueza que xera no territorio onde se realice o referido despregamento para activar a súa economía e combater o declive demográfico".

9.3. Enerxías mariñas

O desenvolvemento das enerxías mariñas ten potencial como dinamizador tanto da industria directamente relacionada como da fabricación de compoñentes para o funcionamento en alta mar (turbinas, cimentacións, plataformas flotantes e outros servizos auxiliares), das empresas de servizos (de operación e mantemento, embarcacións e servizos en alta mar) e doutras realidades económicas indirectamente relacionadas. Entre estas últimas estaría a posta en valor das infraestruturas portuarias para fabricación e montaxe de compoñentes e como porto de operacións, e para o que se agardan uns investimentos entre 500 M€ e 1.000 M€ a nivel europeo (MITERD 2021c).

Galicia sitúase como unha rexión relevante en termos de I+D+i no referente ás enerxías mariñas, sendo referente internacional na enerxía undimotriz, ao situarse en Punta Langosteira a segunda zona experimental do mundo -despois da costa sur de Gales- con maior concentración de enerxías das ondas para o aproveitamento de enerxías mariñas. É unha infraestrutura oceánica destinada á investigación, demostración e operación de convertedores de enerxías mariñas (enerxía undimotriz) baixo condicións de augas abertas, e está situado a unha distancia entre 20 e 60 metros da costa a unha profundidade de 500 metros. Grazas a esta infraestrutura os promotores e os tecnólogos poden poñer a proba dispositivos, así como validar os deseños, compoñentes, materiais e verificar a viabilidade técnica e económica dos mesmos. Nun futuro se prevé que poida incluír ensaios de eólica mariña.

A nivel estatal hai unha grande capacidade de I+D+i en eólica mariña, especialmente en eólica flotante, opción tecnolóxica da que hai máis deseños innovadores vinculados con plataformas flotantes en alta mar a nivel mundial: dos 27 proxectos flotantes mundiais, 7 se identifican con patentes españolas. O obxectivo destes proxectos está relacionado coa

redución dos custos.

O Estado é referente a nivel de instalacións de I+D+i para o desenvolvemento e o estudo das enerxías mariñas xa que dispón de tres centros de probas en mar aberto (en Galicia, Punta Langosteira; a BiMEP[3] –en augas de Viscaia–, a PLOCAN[4] — en augas Canarias). Completan esta listaxe a GTIM[5] en Cantabria, o centro de iCIEM[6] de Cataluña, o CEHIPAR[7] en Madrid, e as instalacións singulares do CEDEX.

Na Folla de Ruta para o desenvolvemento da eólica mariña e das enerxías do mar (MITERD 2021c) establécense catro grandes obxectivos:

- Converterse nun polo de referencia en capacidade industrial no desenvolvemento e demostración de novas solucións tecnolóxicas e de I+D+i que favoreza o deseño, escalado e demostración de novas tecnoloxías e a innovación ambiental.

- Potenciar e dinamizar a cadea de valor destas enerxías a partir dos sectores naval e eólico.

- Establecer un marco e uns obxectivos para conseguir o aproveitamento comercial da eólica mariña e enerxías do mar, apoiándose no desenvolvemento industrial e tecnolóxico.

- Acadar un desenvolvemento tecnolóxico das enerxías renovables que sexa compatible co respecto ambiental e que facilite un mellor coñecemento do medio mariño ademais da súa conservación. Preténdese que a aposta tecnolóxica permita tamén a consecución de beneficios socioeconómicos para as comunidades locais con impactos ambientais positivos que favorezan a conservación da biodiversidade mariña.

A industria de construción naval espérase que sexa unha das grandes beneficiadas polo desenvolvemento da eólica mariña. Está prevista a aparición dun novo mercado relevante baseado no servizo de reparación e mantemento das infraestruturas enerxéticas eólicas, para o que será necesario o desenvolvemento da I+D+i relacionada coa fabricación ou montaxe de compoñentes e coa fabricación de embarcacións especializadas na instalación e nas operacións destas tecnoloxías. Neste punto destaca o papel de Navantia S.A, S.M.E Fene, como estaleiro construtor de estruturas para proxectos de eólica mariña e líder en amarres de fondeo mariño como as *jackets*. De feito, a mediados de 2022 Navantia iniciou a construción de 62 jackets para Ailes Marine (Grupo Iberdrola) destinadas ao parque eólico mariño de Saint Brieuc (Francia). Trátase do maior contrato ata ese momento para a construción destas infraestruturas de eólica mariña.

A aposta por esta enerxía mariña "azul", que permite un crecemento sustentable, enmárcase na denominada "Estratexia de Crecemento Azul" adoptada pola Comisión Europea en 2012 (CE 2012). O 19 de novembro de 2020 a Comisión Europea estableceu a "Estratexia UE sobre as enerxías renovables mariñas" (CE 2020b), que recolle como obxectivo o incremento da capacidade de produción de enerxía eólica mariña europea dende os 12GW da actualidade a un mínimo de 60GW en 2030 e 300GW para 2050 (que pode chegar aos 450 GW), dos que entre 100 e 150 GW se prevé que sexa flotante. Adicionalmente, o desenvolvemento vaise complementar con outros 40GW-60GW de enerxía oceánica (Cadro 2.10) e outras tecnoloxías emerxentes ate 2050 (PEur 2021). Para conseguilo inclúense, ademais do fomento de mecanismos de cooperación, a promoción dunha cadea de subministración paneuropea, así como a mellora da ordenación do espazo marítimo co que conseguir o uso sustentable do espazo mariño europeo e dos seus recursos. O investimento esperado alcanza os 800.000 M€ ate 2050 e precisará, ademais de liñas de fondos cos que apoiar os investimentos, a garantía da cadea de subministración reforzada, a mellora da capacidade de fabricación e das infraestruturas portuarias. Todo isto tentando manter o liderado europeo en innovación e tecnoloxía.

[3] Biscay Marine Platform (BiMEP).
[4] Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN)
[5] Gran Tanque de Ingeniería Marítima de Cantabria.
[6] Integrated Coastal Infraestructures for Experimentation and Modelling.
[7] Centro de Experiencias Hidrodinámicas de El Pardo.

Cadro 2.10: Obxectivos 2030 da Folla de Ruta para a Eólica Mariña e as Enerxías do Mar no Estado. Fonte: Folla de Ruta para a Eólica Mariña e as Enerxías do Mar (MITERD 2021c).

	Obxectivos 2030	Referenzas 2030
Eólica mariña	1-3 GW	5-30 GW flotante a nivel global 7 GW flotante a nivel europeo 60 GW (fixo e flotante) a nivel europeo
Enerxías do mar	40-60 MW	10 GW a nivel global 1 GW a nivel europeo

9.3.1. Eólica mariña

A Comisión Europea prevé un importantísimo desenvolvemento da enerxía eólica mariña, que podería subministrar a nivel europeo preto do 14 % da demanda de electricidade en 2030, porcentaxe que se prevé que que chegue ate o 30 % en 2050 (PEur 2021). Esta enerxía presenta mellores rexistros que a terrestre en termos de velocidade media, densidade enerxética e regularidade. Deste xeito, o factor de capacidade global promedio (porcentaxe que indica o aproveitamento horario anual sobre o total de horas posibles anuais, 8.760h) foi do 33 % en 2018 na eólica mariña, fronte ao 25 % da terrestre -ou o 14 % da solar fotovoltaica-. A perspectiva de futuro é que alcancen factores de capacidade por riba do 40 % con vento moderado ou máis do 50 % naquelas áreas que teñan recurso eólico de alta calidade. Sen embargo, polo de agora o subministro desta enerxía caracterízase pola irregularidade e a intermitencia debido a cuestións meteorolóxicas, xunto coa limitación do almacenamento da enerxía xerada.

A Comisión Europea sinala que nos mares setentrionais (mar do Norte, mar Báltico e o Atlántico Nororiental, do que forma parte Galicia) atópase máis do 85 % de toda a capacidade eólica mariña en augas comunitarias. En 2022 as augas da Unión Europea, xunto coas do Reino Unido, contan con 110 parques eólicos mariños e máis de 5.000 aeroxeradores.

A nivel de custos (LCOE[8]) e grazas á evolución da curva de aprendizaxe pola acumulación de nova potencia instalada, a eólica mariña flotante prevese que reducirá os seus custos nesta vindeira década entre un 38 % e un 50 % (hai proxeccións que falan de reducións do 66 %), en maior proporción que o que fará a eólica mariña de cimentación fixa, dende os preto dos 150€/MWh en 2022 aos preto dos 75€/MWh previstos para 2030 (Figura 2.24). Os obxectivos marcados para a eólica flotante serían reducir os 180-240€/MWh da fase precomercial ata chegar a valores de 40-60€/MWh na fase comercial.

No Estado, o Marco Estratéxico de Enerxía e Clima está composto polo "Plan Nacional Integrado de Enerxía e Clima (PNIEC) 2021-2030" (MITERD 2020c), a "Estratexia de Descarbonización a Longo Prazo 2050" (MITERD 2020a), a "Lei de Cambio Climático e Transición Enerxética" (PEsp 2021), a "Estratexia de Transición Xusta" (MITERD 2020b) e a "Estratexia de Pobreza Enerxética" (MITERD 2019). O PNIEC 2021-2030 marca obxectivos de nova implementación renovable por valor de 59GW adicionais entre o 2021 e o 2030, dos que 25,7GW serían de potencia eólica e 80 MW doutras enerxías mariñas. A proxección de WindEurope fala duns niveis de instalación de eólica mariña que poden chegar ate os 22 GW en 2050, a meirande parte deles de tipo flotante polas condicións de profundidade do leito mariño.

O contexto que marca o PNIEC (MITERD 2020c) fala dun escenario de reforzo da cadea de valor industrial e do desenvolvemento tecnolóxico a nivel estatal que se vexan beneficiados da potencial redución de custos da eólica mariña flotante grazas ás curvas de aprendizaxe. Ademais, debe ter efectos positivos e sinerxias con outros sectores estratéxicos como a construción naval, os estaleiros, a enxeñaría civil, a industria de produción e transformación do metal, así como a de extracción e produción de materias primas ou as industrias electrointensivas e a enerxética, entre outros. En termos de contribución ao PIB a achega da eólica mariña flotante podería situarse entre 4.600 e os 7.700 M€, e en termos de emprego os novos

[8]Abreviatura que identifica aos Levelised Cost of Electricity (LCOE), valor do custo expresado como o concepto de anualidade constante e calculado a partir da actualización dos distintos custos nos que incorre a tecnoloxía ao longo da súa vida útil e divididos pola electricidade xerada tamén actualizada. Isto é, pretende expresar o custo medio de producir una unidade de enerxía.

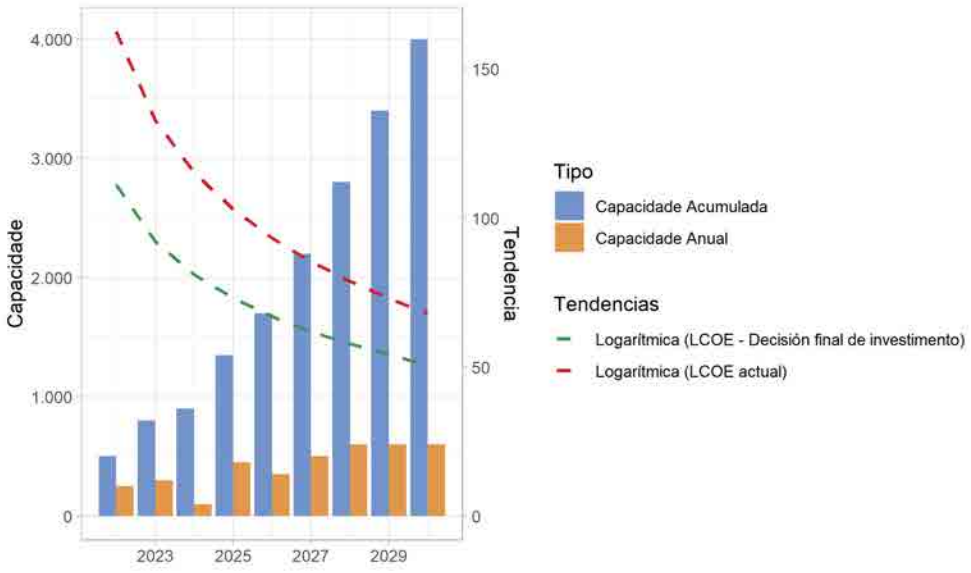


Figura 2.24: Redución do LCOE da eólica flotante ate o 2030. Fonte: Folla de Ruta para a Eólica Mariña e as Enerxías do Mar (MITERD 2021c).

postos de traballo xerados situaríase entre os 43.600 e os 77.800 (MITERD 2021c). Pese á boa posición de Galicia e do Estado para verse beneficiada pola aposta por esta tecnoloxía, a elevada competencia e nivel de posicionamento doutros países e rexións poden ameazar o impacto positivo das proxeccións actuais.

A finais de 2021 foi aprobada a "Folla de Ruta para o desenvolvemento da eólica mariña e das enerxías do mar en España"[9] (MITERD 2021c), que marcaba o obxectivo de conseguir a instalación de entre 1GW e 3GW de enerxía eólica mariña para o 2030 e fixaba a necesidade de adaptación do marco normativo, así como a dinamización do investimento. Na mesma recóllese que as enerxías renovables mariñas e a eólica mariña teñen un elevado potencial para xerar emprego de calidade, a dinamización das industrias nacionais, a posta en valor das infraestruturas e dos coñecementos adquiridos.

Posteriormente, no ano 2022, foi lanzada a consulta pública previa ao deseño do "marco normativo para o desenvolvemento das instalacións eólicas mariñas e de enerxías do mar". Con esta consulta perséguese que os distintos axentes que fan uso do mar (actividades pesqueiras ou navegación, entre outras) e actividades enerxéticas futuras participen de forma efectiva no deseño da normativa. Esta normativa establecerá, entre outros, a coordinación dos procedementos de autorización dos proxectos e instalacións, do impulso do investimento -mediante concorrencia competitiva-, o outorgamento de dereitos de uso do espazo mariño ou o acceso e a conexión á rede eléctrica.

Sobre a mesa está o deseño e a asignación das zonas marítimas para o desenvolvemento da eólica mariña nas augas do Estado, que estará recollido nos "Plans de Ordenación do Espazo Marítimo (POEM)". Os POEM son 5, un para cada unha das cinco demarcacións mariñas (Noratlántica –Figura 2.25–, Sudatlántica, Canaria, Estreito e Alborán e a Levantino-balear) e recollerán as áreas asignadas para o desenvolvemento da eólica mariña en función dos resultados que dean as análises de viabilidade técnica e ambiental e de impacto sobre outras actividades e usos do mar. Buscarase a minimización da afectación ambiental e a maximización da compatibilidade con outros usos e actividades entre si e cos valores ambientais das contornas. Deste xeito se identificarán e analizarán aquelas zonas susceptibles de acoller instalacións enerxéticas no mar que poidan achegar unha maior contribución enerxética potencial, buscando maximizar a compatibilidade coa protección dos valores ambientais na contorna mariña e costeira -priorizando os de maior sensibilidade ambiental- e con outros usos económicos como a pesca ou as rutas de navegación e loxísticas. Pola súa relevancia en Galicia, no punto 9.3.6 deste capítulo considérase o potencial conflicto entre o sector da pesca e o desenvolvemento da eólica mariña.

[9]Outras follas de ruta existentes na actualidade son: "Folla de Ruta do Hidróxeno Renovable", "Folla de Ruta do Autoconsumo" e "Folla de Ruta do Biogás". Únese a estas a "Estratexia de Almacenamento".

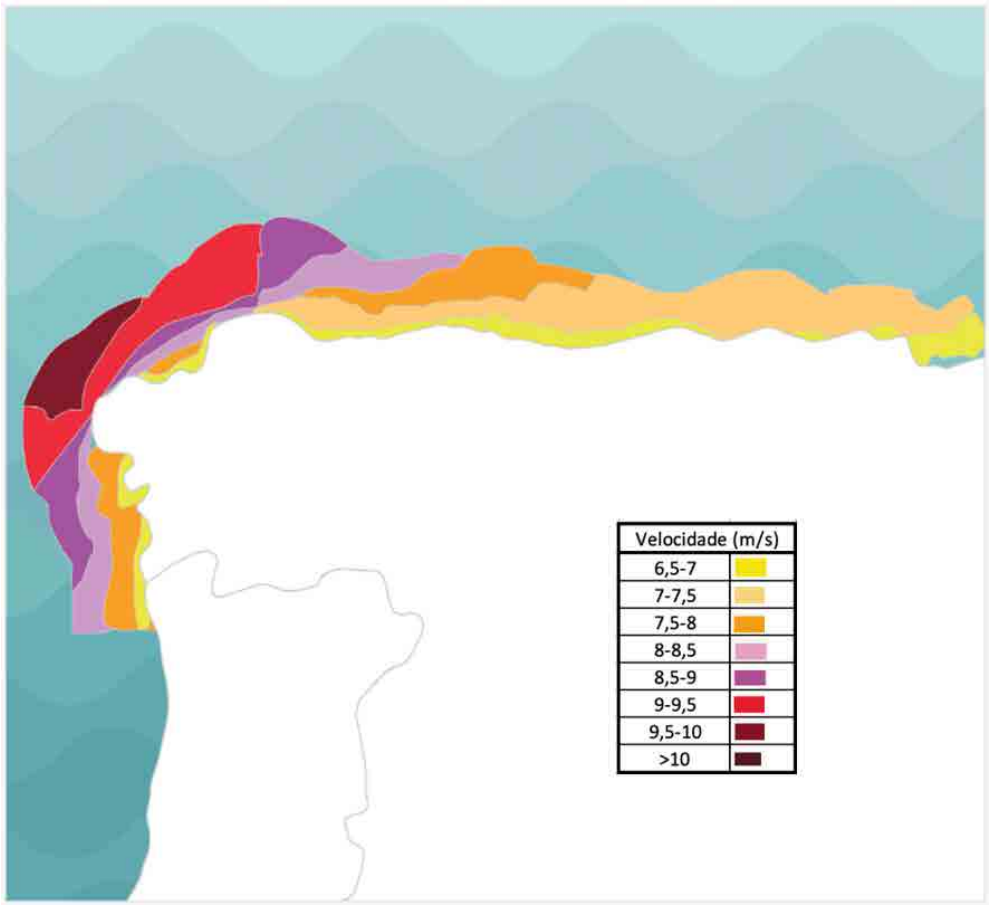


Figura 2.25: Potencial Eólico Mariño na demarcación Noratlántica. Fonte: MITECO-Folla de Ruta para a Eólica Mariña e as Enerxías do Mar (MITERD 2021c).

O marco estratéxico de enerxía e clima estatal recolle a protección do medio ambiente e do medio mariño a través da denominada "Declaración de Emerxencia Climática e Ambiental" que inclúe o obxectivo para o 2030 de ter protexido un 30 % da superficie mariña a través de áreas mariñas protexidas, en liña co que perseguen outras iniciativas como a "Coalición de Alta Ambición" ou a "Alianza Global dos Océanos".

9.3.2. Enerxía undimotriz ou enerxía das ondas

Ao respecto da enerxía das ondas, Galicia sitúase como a rexión co potencial de enerxía máis elevado, con potencias medias entre os 40-45kW/m, por diante da rexión cantábrica (30 kW/m e que diminúe de oeste a leste) e da rexión norte das Illas Canarias (20 kW/m) (MITERD 2021c). Polo momento, as distintas experiencias de desenvolvemento desta tecnoloxía son escasas, aínda que si que ofrecen un amplo abanico de dispositivos. De feito, a maioría dos proxectos presentan potencias pouco elevadas por unidade (20 kW/m) e non existe un deseño común e a pequena escala que permita a súa comercialización e expansión como solución tecnolóxica comercial (MITERD 2021c).

No referente aos custos (LCOES) desta tecnoloxía, en datos de 2018 os seus proxectos de demostración alcanzaron os 560€/MWh. Agárdase que co desenvolvemento tecnolóxico e a proliferación desta tecnoloxía os LCOES acaden valores de 200€/MWh en 2025 e 150€/MWh en 2030 (MITERD 2021c).

9.3.3. Enerxía das correntes (de marea)

Este tipo de tecnoloxía aproveita a enerxía cinética das correntes mariñas e que se producen principalmente pola subida e baixada das mareas, polas diferencias de temperatura provocadas polo desigual nivel de absorción da radiación solar no mar, polos ventos mariños e pola topografía do fondo mariño preto da costa. No Estado, as zonas de maior potencial desta tecnoloxía, segundo recolle a Folla de Ruta para a Eólica Mariña e as Enerxías do Mar, son as zonas do Estreito de Xibraltar e as correntes galegas, zonas onde se acadan as velocidades axeitadas. Na actualidade distínguense dous tipos de dispositivos que permiten este aproveitamento: os de turbina para a extracción de enerxía cinética e os que empregan outros tipos de sistemas, como de efecto Venturi e perfís hidrodinámicos. Dende o Ministerio apúntase que o desenvolvemento desta tecnoloxía pode servir de polo de dinamización da industria local nos estaleiros das zonas industriais de Galicia e de Cádiz a partir da activación das cadeas de valor indirecta e inducidas que estas enerxías poden supoñer, e aproveitando o elevado nivel competitivo destas áreas industriais.

Á hora da súa implantación sobre o leito mariño precisa de espazos reducidos atendendo aos MW/km^2 necesarios, se se compara cos parques eólicos mariños. Ao estar os dispositivos mergullado non teñen impacto visual, mais si que hai afectación en termos de tráfico marítimo e para a seguridade na navegación, elementos relevantes na actualidade xusto nas zonas identificadas como de potencial aproveitamento -Galicia e Estreito de Xibraltar-, que se caracterizan por ter densidades altas de tráfico marítimo.

No referente aos custos, os LCOES no ano 2018 marcaron valores de 400€/MWh, mais agárdase unha redución dos mesmos até os 150€/MWh en 2025 e até os 100€/MWh en 2030 (MITERD 2021c).

9.3.4. Enerxía Solar Fotovoltaica Flotante

Este tipo de tecnoloxía identifícase con calquera tipo de sistema fotovoltaico instalado sobre masas de auga, como poden ser lagos, embalses, presas hidroeléctricas, estanques -mineiros ou industriais, de tratamento de augas- ou en mar aberto, compartindo instalación con outras tecnoloxías mariñas como a eólica mariña flotante. Trátase da terceira modalidade en relevancia da enerxía solar, por detrás da montada sobre o chan e en cubertas, e caracterízase por ser máis eficientes na xeración pola menor concentración de temperatura e po na superficie, a redución da presenza de sombras e a optimización do uso de liñas xa existentes para outras tecnoloxías -hidroeléctrica ou eólica mariña-, xunto co efecto positivo de redución da evaporación nas reservas de auga e a redución da proliferación de algas nas

augas, o que aumenta a súa calidade. Na actualidade preséntanse distintos sistemas entre os que están os flotadores puros, estruturas de pontóns e marcos metálicos e de membrana.

China é o país con maior potencia instalada desta tecnoloxía, chegando a alcanzar o 70 % do total de potencia instalada mundial (MITERD 2021c). En Europa hai exemplos destas instalacións en Francia, Italia, Reino Unido (planta de 6,3 MW sobre un embalse do Támesis de Londres) e os Países Baixos (unha planta de 27,4 MW). Xa no Estado, pódense atopar varias plantas, entre as que destaca a do embalse de Serra Brava (Cáceres) de 1,125 MW de potencia (MITERD 2021c). Destaca tamén o proxecto da Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN), que permitirá o ensaio dunha planta fotovoltaica flotante. A nivel de custos, agárdase que esta tecnoloxía poda acadar valores de 0,05 USD/kWh en 2030, con plantas de tamaño e potencia similares ás plantas fotovoltaicas terrestres (MITERD 2021c).

9.3.5. Normativa e impactos ambientais, sociais e sustentabilidade das tecnoloxías mariñas

A Convención das Nacións Unidas sobre o Dereito do Mar sinala no artigo 192 a obriga que teñen os Estados de protexer e preservar o medio mariño. O Acordo de París (2015) establece, dentro do contexto de desenvolvemento sustentable e os esforzos por erradicar a pobreza, a necesidade de apostar por medidas que permitan manter o aumento da temperatura media global por debaixo dos 2ºC en relación aos niveis preindustriais e conseguilo sen comprometer a produción de alimentos a partir dos recursos mariños. Así mesmo, o Tratado sobre a Carta da Enerxía da UE de 1994 empraza aos Estados membros a levar a cabo medidas precautorias que permitan evitar ou reducir o deterioro do medio ambiente no que á implementación das políticas se refire.

A zona costeira e marítima acolle a un terzo da poboación de todo o Estado, mentres que supón tan só o 6,7 % do total do territorio (MITERD 2021c). A isto engádese o valor económico que teñen estas zonas para o sector do turismo, chave a nivel estatal, así como para a industria farmacéutica, a navegación, o transporte ou a enerxía, entre outros. Contrasta o elevado nivel de desenvolvemento e actividade en zona costeira e marítima co feito de que máis do 12 % desta superficie mariña está protexida, porcentaxe superior ao 10 % do limiar marcado polo Convenio de Diversidade Biolóxica e en liña co compromiso fixado de alcanzar un limiar de protección do 30 % da superficie mariña protexida en 2030.

En zonas costeiras, a concentración de poboación e de actividades económicas tensiona o reparto dos usos da contorna marítimo-terrestre, que afectan á súa vez ao equilibrio ambiental e á saúde dos ecosistemas mariños (MITERD 2021c). Son zonas ademais que están afectadas polos riscos propios do cambio climático entre os que poden estar o incremento da temperatura da auga ou do nivel de acidez que producen a perda de ecosistemas chave, subida do nivel do mar, diminución do nivel de osíxeno, maiores impactos dos temporais e sucesos climáticos extremos que acabarán por provocar cambios na distribución de especies, amezas de especies invasoras, así como a redución da produción da actividade pesqueira.

Semella, pois, relevante tratar de garantir un aproveitamento ordenado das áreas e zonas costeiras e mariñas, onde sexan compatibles tanto as actividades económicas como a vida da comunidade, a conservación do medio mariño e a protección das mesmas fronte aos impactos negativos que ten o cambio climático sobre as condicións de vida das persoas e dos ecosistemas (FGCP 2021). De feito, a Comisión Europea (PEur 2021) advirte da necesidade de investigar máis sobre os efectos dos parques eólicos mariños e os sistemas de enerxía renovable mariña no medio mariño e os recursos pesqueiros, xunto co seguimento e análise empírica das prácticas de pesca antes, durante e despois da construción e posta en marcha dos parques eólicos mariños.

A nivel estatal puxéronse en marcha os programas de seguimento das estratexias mariñas[10] que teñen como fin a avaliación do estado ambiental do medio mariño das cinco demarcacións mariñas coas que conta. A última avaliación tivo lugar en 2018, en base aos 11 descritores establecidos sobre o bo estado ambiental. A partir desta avaliación foron deseñados os Plans de Ordenación do Espazo Marítimo (POEM) que servirán para establecer

[10] Dentro das obrigas da Directiva Marco sobre a Estratexia Mariña (Dir 2008/56/CE), trasposta mediante a Lei 41/2010, de 29 de decembro, de Protección do Medio Mariño, e que sinalaba como ano límite para alcanzar o bo estado ambiental do medio mariño o ano 2020.

os usos e actividades a desenvolver nas mesmas a partir da zonificación e definición dos criterios de coexistencia dos usos e actividades. Así mesmo, buscarase a compatibilidade das actividades, da navegación, da seguridade marítima, o salvamento e a conservación e protección do medio mariño. É o Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, o que dispón o marco xurídico para a ordenación do espazo marítimo, e sinala a obriga de definir estes POEM para cada unha das cinco demarcacións mariñas[11].

Á hora de establecer os requisitos ambientais necesarios para levar a cabo a zonificación e planificación dos parques eólicos, apóstase por incorporar medidas como a de evitar efectos negativos sobre espazos naturais protexidos, non dificultar o proceso de declaración de novas áreas mariñas protexidas, preservar a integridade e non dificultar a extensión dos espazos incluídos na Rede Natura 2000 no medio mariño, protexer ás especies migratorias, garantir a conservación da diversidade biolóxica así como a protección da paisaxe e o dominio público marítimo terrestre (FGCP 2021). De feito nos espazos de Rede Natura 2000 establécense unha serie de especies animais e vexetais de interese comunitario para as que é preciso designar zonas especiais de conservación.

9.3.6. A relevancia do sector galego da pesca e o desenvolvemento das enerxías mariñas

Dende os sectores que se van ver afectados pola implantación das enerxías mariñas na costa galega sobresae o do mar-industria, que inclúe as ramas de actividade de "pesca", "acuicultura" e a de "procesamento e conservación de peixes, crustáceos e moluscos"[12]. Trátase dun sector que achega na actualidade ao PIB de Galicia preto do 2 % (1.166 M€ de valor engadido bruto) e supón en torno ao 28,3 % sobre o sector agroalimentario galego (Cadro 2.11), acollendo a máis de 33.000 traballadores e traballadoras (3 % sobre o total de emprego) (IGE 2020). Este sector ten experimentado taxas de crecemento relevantes recentes superiores ao 5 % (rama de pesca e acuicultura) e presenta a maior capacidade de creación de valor do sector agroalimentario. Está caracterizado ademais por ser un sector especializado e moi relevante a nivel estatal, xa que Galicia achega máis do 40 % do valor engadido bruto xerado no Estado na rama de actividade de "pesca e acuicultura" e acolle a preto do 55 % dos postos de traballo a nivel estatal nesta rama de actividade (IGE 2020).

Cadro 2.11: Valor engadido bruto e emprego. Sector agroalimentario (2017). Fonte: IGE (2020)

Rama de actividade	Valor engadido bruto (millóns €)	% sobre PIB	% sobre sector	Postos de traballo	% sobre total emprego	% sobre sector
R01 Agricultura, gandaría, caza e servizos relacionados	1.862	3,0 %	45 %	49.698	4,50 %	48,00 %
R03 Pesca	511	0,9 %	12 %	16.929	1,50 %	16,40 %
R038 Acuicultura	177	0,3 %	4 %	5.221	0,50 %	5,00 %
R108 Procesamento e conservación de peixes, crustáceos e moluscos	478	1,0 %	12 %	11.245	1,00 %	10,90 %
Total Sector Agroalimentario	**4.126**	**7 %**	**1 %**	**103.521**	**9,30 %**	**2,80 %**

Segundo a "Estratexia Europea da Granxa á Mesa" (CE 2020a), que persegue unha alimentación saudable e respectuosa co medio ambiente, o peixe capturado no medio silvestre é moi recomendable en termos de saúde pública, é o que menos impacto xera en emprego de recursos artificiais e supón a mellor opción de alcanzar proteína animal en termos de seguridade alimentaria. É por iso que é necesario estudar o impacto que a implantación de enerxías renovables no mar puidera ter sobre a actividade pesqueira e marisqueira, se por esa causa estas actividades vense afectadas, en termos de limitación do acceso a caladoiros, desprazamento de frotas ou afectación ao tráfico das frotas pesqueiras, entre outros.

No ano 2021 aprobouse a Resolución do Parlamento Europeo, de 7 de xullo de 2021, sobre o impacto no sector pesqueiro dos Parques Eólicos Mariños e outros sistemas de enerxía re-

[11] Como se comentou, son cinco as áreas mariñas: Noratlántica, Sudatlántica, Canaria, Estreito e Alborán e a Levantino-balear.

[12] O IGE define as actividades de mar-industria como "aquelas actividades primarias ou industriais que supoñan un aproveitamento dos recursos pesqueiros e a transformación industrial dos mesmos" (IGE 2020)

novable (2019/2158/INI), que incidía na necesidade de que tanto a pesca como a acuicultura reciban especial atención dentro das actuacións dos Estados membros en relación coa dinamización e desenvolvemento sustentable dos sectores que empregan o espazo marítimo (transporte marítimo, pesca e acuicultura, e enerxético). No punto 45, sinala que os parques eólicos mariños só deben ser construídos naqueles casos nos que se garanta a ausencia de repercusións negativas de tipo ecolóxico sobre o medio ambiente e de carácter socioeconómico e sociocultural sobre o sector pesqueiro (FGCP 2021).

A Comisión Europea sinala nos puntos 22 e 23 da comentada Resolución 2019/2158/INI (PEur 2021) que o sector da pesca a pequena escala, costeira e artesanal está en risco de sufrir as peores consecuencias derivadas da implementación de instalacións de enerxía renovable mariña, pola proximidade á costa. Estes pescadores serían os máis afectados no caso de se dea un desprazamento provocado pola instalación de muíños eólicos mariños en augas territoriais (12 millas náuticas dende a costa), xa que poden carecer da capacidade de trasladarse a outros caladoiros ou cambiar o método de pesca. A propia UE propón que se dea unha compensación axeitada como último recurso.

No mesmo documento sinálase que non existen estudos empíricos sobre os efectos económicos, socioeconómicos e socioculturais das enerxías mariñas sobre a pesca, e son necesarias novas investigacións sobre isto e sobre os impactos ambientais que poidan implicar, para tratar de definir as vías axeitadas que superen as afectacións negativas (FGCP 2021). Incluso, no punto 45 da dita Resolución (PEur 2021), destaca que solo deben construírse parques eólicos mariños naquel caso no que se garanta a ausencia de repercusións negativas de carácter medioambiental, ecolóxico, económico, socioeconómico e sociocultural, sobre as actividades pesqueiras e acuícolas, en liña cos obxectivos da economía azul e do Pacto Verde Europeo.

Posteriormente, a resolución do Parlamento Europeo, de 3 de maio de 2022, sobre unha economía azul sustentable na UE: papel dos sectores da pesca e a acuicultura (2021/2188(INI)) (CE 2022), insta a que se desenvolvan réximes para a participación na produción de enerxía por parte das comunidades pesqueiras, para poderse beneficiar desta actividade, así como a que se definan os caladoiros históricos e tradicionais específicos dos pescadores para que estas fiquen libres de enerxías renovables mariñas (FGCP 2021). No punto 66 recomenda aos Estados membros absterse de tomar medidas que poidan afectar negativamente aos medios de subsistencia dos pescadores artesanais continentais e mariños, os territorios ou os seus dereitos de acceso, así como establecer a realización de avaliacións sobre os efectos negativos sobre os dereitos humanos en comunidades pesqueiras locais.

En Galicia, a Federación Galega de Confrarías de Pescadores (FGCP) lidera a mobilización social fronte á libre instalación de parques eólicos mariños e cuestiona a "viabilidade ambiental" á hora da implantación de infraestruturas enerxéticas mariñas no mar (FGCP 2021). Dende a FGCP apúntase á ausencia dun maior nivel de coñecemento sobre os impactos ambientais e sobre a afectación nos ecosistemas que estas infraestuturas -con pouco tempo de implantación histórica e polo tanto de datos reais de impacto- poden causar no espazo marítimo que ocupan.

Na medida en que se respecta a actividade pesqueira de proximidade en Galicia, estarase protexendo o acceso a alimentos sustentables, saudables, de quilómetro cero, con escaso impacto hídrico e que permitirá cumprir cos obxectivos alimentarios da propia UE. O establecemento de canles de diálogo entre os distintos axentes implicados e as administracións, como o Observatorio da Eólica Mariña da Xunta de Galicia, debería contribuír a compatibilizar os intereses dos sintintos sectores implicados.

10. Impacto medioambiental da actividade enerxética

Preséntanse a continuación os principais impactos negativos sobre o medio ambiente e a vida humana relacionados co uso dos distintos recursos enerxéticos e as tecnoloxías (EIA 2022).

Carbón

As principais emisións derivadas da combustión do carbón son:

- Dióxido de xofre (SO_2), que contribúe á choiva aceda e ás enfermidades respiratorias.
- Óxidos de nitróxeno (NO_x), que contribúen á neboa tóxica e ás enfermidades respiratorias.
- Partículas, que contribúen á néboa tóxica e as enfermidades respiratorias e pulmonares.
- Dióxido de carbono (CO_2), principal gas de efecto invernadoiro producido pola queima de combustibles fósiles (carbón, petróleo e gas natural).
- O mercurio e outros metais pesados, que se relacionaron con danos neurolóxicos e de desenvolvemento en humanos e outros animais.
- As cinzas, residuos derivados da queima das centrais eléctricas de carbón.

En relación coas actuacións para reducir os impactos ambientais e sobre a vida das persoas estarían a de redución do xofre e outras impurezas do carbón, así como avanzar en procesos máis eficaces para limpar o carbón despois da súa extracción. As propias centrais eléctricas empregan equipos de desulfuración de gases de combustión para limpar o xofre do fume antes de que saia das súas chemineas. Hai equipos para a redución das emisións de SO_2, o NO_x e de partículas que poden ser empregados para reducir as emisións de mercurio dalgúns tipos de carbón.

Gas natural

O gas natural é un combustible fósil de combustión que á hora de xerar unha unidade de enerxía produce menos emisións de dióxido de carbono (CO_2) e de outros contaminantes que a combustión de carbón ou de produtos petrolíferos. Producir con carbón implica un 36 % máis de emisións de CO_2 que facelo con gas natural, mentres que producir con fuelóleo destilado implica emitir un 70 % máis de dióxido de carbono.

Adicionalmente, o gas natural está composto principalmente de metano, un potente gas de efecto invernadoiro, que se filtra á atmósfera dende os tanques de almacenamento, as tubaxes e as plantas de procesamento. Para fcilitar a detección de posibles fugas de gas natural a industria engade unha substancia cun forte olor desagradable (mercaptano) ao gas natural procesado, que non ten cheiro

Petróleo-cru

O petróleo cru utilízase para fabricar produtos petrolíferos de diversa condición. Así se pode destacar a xeración de combustibles para mobilidade-transporte, para producir calor ou para fabricar outros produtos como medicamentos e plásticos. Malia a utilidade derivada do uso do petróleo a xestión do seu transporte, da súa produción e do seu manexo pode ocasionar efectos negativos sobre o meido ambiente. Entre eles estarían as verteduras de petróleo, derivadas de accidentes nos pozos, oleodutos, barcos, trens e camións que transportan o petróleo. Os efectos das verteduras son moi dañinos, xa que contaminan o chan e a auga ademais de poder ocasionar explosións e incendios. Dende finais do século XX avanzouse en seguridade, obrigando aos buques que transportan este tipo de combustible a empregar dobre casco completo.

Electricidade

A xeración, transmisión e distribución da electricidade ten afectación sobre o medio ambiente. Deste xeito, as infraestruturas eléctricas teñen unha pegada física derivada da súa localización e do uso do terreo.

As instalacións eléctricas poden implicar o desmonte do terreo, a construción de estradas ou vías de acceso, posibilidade de vías férreas e/ou tubaxes para a subministración de combustible e/ou de auga, liñas de transmisión de electricidade, así como grandes estruturas como torres de distribución. Todas estas estruturas alteran a paisaxe visual, evidente cando as infraestruturas se localizan en zonas non urbanizadas, onde afectan á vexetación e pode afectar a poboacións de plantas autóctonas e a biodiversidade. Ademais éstas teñen impactos (positivos e negativos) na conformación das actividades económicas e do tecido socieconómico da área onde se localiza.

Nas centrais eléctricas xéranse gases de combustión derivados da queima de distintos combustibles e de biomasa como o dióxido de carbono (CO_2), o monóxido de carbono (CO), o dióxido de xofre (SO_2), os óxidos de nitróxeno (NO_x) e as partículas (PM). Estas emisións teñen efectos negativos sobre o medio ambiente e a saúde humana. Así:

- O CO_2 é un gas que contribúe ao efecto invernadoiro.
- O SO_2 agrava as enfermidades respiratorias e cardíacas, sobre todo en nenos e anciáns, ademais de ser a causa de episodios de choiva aceda, con efectos prexudiciais para as plantas e os animais que viven na auga.
- Os NO_x contribúen ao ozono troposférico, que é responsable de provocar irritacións e danos nos pulmóns.
- As partículas en suspensión (PM) dan lugar a condicións de néboa nas cidades e, xunto co ozono, afectan á saúde das persoas con asma e bronquite crónica, especialmente nos nenos e os anciáns. Ademais as partículas máis pequenas en suspensión están relacionadas coa aparición de enfisema e cancro de pulmón.
- Por último, os metais pesados, entre os que está o mercurio, son perigosos para a saúde humana e animal.

Adicionalmente atópase o problema derivado da produción de residuos líquidos e sólidos. Entre eles estarían a cinza como o residuo sólido que resulta da combustión de combustibles sólidos (carbón, biomasa e residuos sólidos urbanos) e que contén multitude de materiais perigosos. Pódense distinguir dous tipos de cinzas: as cinzas de fondo -aquelas de maior tamaño e que se acumulan no fondo da cámara de combustión das caldeiras-, e as cinzas volantes (as máis pequenas e lixeiras que se desprazan polo aire). Nalgúns casos as centrais acumulan as cinzas mesturadas con auga en estanques de retención, o que supón unha afectación do solo onde se sitúa e un grande perigo potencial relacionado coa posible ruptura da balsa e a súa precipitación cara outras áreas ou zonas. Noutros casos as cinzas véndense para a fabricación de bloques de formigón ou asfalto.

As centrais nucleares non son emisoras de gases contaminantes, mais están relacionadas coa xeración de dous tipos de residuos radioactivos:

- Os residuos de baixa actividade, que son almacenados ata que a súa radiación baixa ate un nivel seguro para poder eliminalos como lixo ordinario. Exemplo destes residuos serían os relacionados coa roupa de protección contaminada e os elementos de limpeza empregados, ademais dos filtros, os residuos do tratamento da auga dos reactores e as ferramentas, entre outros.
- Os residuos de alta actividade, entre os que estarían as ensamblaxes de combustible nuclear empregado e que é altamente radioactivo, e que deben almacenarse en contedores e instalacións de almacenamento especiais.

Enerxía eólica

Os aeroxeradores, por norma xeral, non liberan emisións que poidan contaminar o aire ou a auga (salvo raras excepcións). Ainda que para a construción dos compoñentes e o seu transporte si que foi preciso o emprego de recursos minerais e de combustibles fósiles que deben se terse en conta. Ademais non precisan de auga para mantelos refrixerados. A súa participación na carteira de xeración permite desprazar ás tecnoloxías que empregan combustibles fósiles, polo que o impacto positivo no medio ambiente vincúlase cunha menor contaminación total do aire e coa redución das emisións de dióxido de carbono.

Entre os efectos negativos sobre o medio ambiente estarían o impacto visual sobre a paisaxe, o ruido, a morte de aves, e outros máis raros como a perda de líquidos das turbinas.

Na actualidade a maioría dos materiais utilizados para fabricar aeroxeradores poden reutilizarse ou reciclarse. As pas de turbinas eólicas están comezando a poder ser recicladas grazas ao emprego de resinas termoplásticas, que reduce ademais a enerxía necesaria para fabricalas.

No caso de parques off-shore os impactos son diferentes e dependen do tipo de estrutura empregada (flotante ou con jacket). As afectacións son sobre as actividades actuais e potenciais derivadas do uso da superficie marítima, ademais de sobre a biodiversidade mariña. Como se trata dunha tecnoloxía en desenvolvemento os efectos ainda non se coñecen na súa totalidade. É preciso que se desenvolva para coñecer o impacto real en termos medioambientais e económicos.

Enerxía solar

As instalacións de enerxía solar, igual que as de enerxía eólica, non producen contaminación atmosférica nin emiten gases de efecto invernadoiro durante o seu funcionamento. A maior presenza de enerxía solar na carteira de tecnoloxías despraza o uso doutras fontes de enerxía que empregan combustibles fósiles, polo que o seu impacto é moi positivo sobre o medio ambiente, xa que evita emisións contaminantes derivadas deste tipo de enerxías.

As tecnoloxías de enerxía solar son demandantes de moita enerxía no seu proceso de produción, debido a que precisa de metais e vidro, intensivos en enerxía. Os estudos de análise de ciclo de vida, que ten en conta todos os consumos e impactos sobre o medio ambiente necesarios para obter as intalacións enerxéticas, falan de que sería preciso un prazo entre 1 e 4 anos (dos 30 de vida útil) de produción eléctrica vía enerxía solar para producir a mesma cantidade de enerxía que foi precisa para fabricalos.

Na fabricación dos paneis fotovoltaicos utilízanse produtos químicos perigosos e metais pesados que deben manipularse con coidado para evitar a súa liberación ao medio ambiente ademais de necesitar condicións especiais de manipulación. Na tecnoloxía solar térmica pódense utilizar fluídos potencialmente perigosos para transferir a calor, polo que as fugas destes materiais poderían ser prexudiciais para o medio ambiente. É preciso incorporar no proceso de produción a circularidade mediante a recuperación e a reciclaxe dos materiais utilizados para fabricar células e paneis fotovoltaicos.

De novo a localización de grandes plantas de paneis de enerxía solar ten unha repercusión sobre o terreo ou superficie sobre a que se instala. A perda de valor agrario do solo pola ausencia de luz, unido á posible dificultade para a súa limpeza e rexeneración pode ter impacto negativo a longo prazo nos hábitats das plantas e os animais autóctonos. A posible integración de sistemas de enerxía solar nas explotacións agrícolas pode ser beneficioso en termos enerxéticos.

Nalgúns casos, as plantas de enerxía solar precisan do uso de auga para limpar os colectores e concentradores solares ou para refrixerar os xeradores das turbinas. Este uso da auga pode ter impacto mediambiental negativo sobre os ecosistemas en zonas onde este ben escasee.

Hidroeléctrica

Ainda que a xeración mediante enerxía hidroeléctrica non emite directamente contaminantes atmosféricos, a súa instalación e uso ten efectos negativos sobre o medio ambiente. Por exemplo, a fabricación do formigón ou o aceiro das presas hidroeléctricas require un consumo intensivo de enerxía e que, á vez, pode implicar a xeración de emisións no caso de que se empreguen combustibles fósiles. En todo caso, a longa vida útil da instalación hidroeléctrica (entre os 50 e os 100 anos) permite compensar estes consumos e emisións coa xeración de electricidade libre de emisións.

Entre os efectos que pode implicar a instalación dunha presa que crea un encoro ou que desvía a auga, estarían:

- Dificultar ou impedir a migración dos peixes.
- Cambiar a temperatura natural do auga.

- Modificar a química do auga.
- Alterar as características do caudal do río e a carga de sedimentos.
- Impactar sobre a ecoloxía e as características físicas do río, nas plantas autóctonas e nos animais do río e da zona.
- Anegar zonas naturais, terreos agrícolas ou xacementos arqueolóxicos, ademais de núcleos de poboación, o que implicaría perda de valor e afectacións negativas.
- Emisión de gases de efecto invernadoiro (GEI), como o dióxido de carbono e o metano, resultado da descomposición aeróbica e anaeróbica da biomasa na auga.

Biomasa

A biomasa como fonte enerxética parte do uso de madeira, pellets de madeira e carbón vexetal para a xeración de calor. Estes recursos poden obterse dos bosques, da limpeza das parcelas ou das árbores urbanas que caen ou hai que tallar. Trátase dunha alternativa de carácter substitutivo aos combustibles fósiles e que permite a redución (non eliminación) das emisións de CO2. Isto é así porque tanto a queima de combustibles fósiles como de biomasa libera dióxido de carbono (CO2). En todo caso, os estudos sinalan á biomasa como unha tecnoloxía "neutra en carbono", xa que as plantas capturan case a mesma cantidade de CO2 a través da fotosíntesis no seu proceso de crecemento, que a que se libera cando se queima a biomasa.

O fume da madeira contén ademais outros contaminantes nocivos como pode ser o monóxido de carbono e as partículas. Se o que se queiman son residuos sólidos urbanos (RSU), ou lixo, prodúcese contaminación atmosférica e libéranse no aire as substancias químicas que conteñen os residuos e que poden ser potencialmente perigosas para a saúde das persoas e o medio ambiente.

Outro dos problemas que ten esta tecnoloxía é a eliminación das cinzas das plantas de conversión de residuos en enerxía, que poden conter chumbo e cadmio. Precisamente as pilas conteñen estes dous elementos químicos, e as lámpadas fluorescentes teñen mercurio.

Biogás

O biogás é o produto que se obtén como resultado dos procesos biolóxicos nas plantas de tratamento de augas residuais e nos sistemas de xestión do xurro do gando, entre outros. O biogás está composto principalmente por metano (un gas de efecto invernadoiro) e CO2. Moitas instalacións que producen biogás queiman o metano para obter calor ou xerar electricidade. Esta electricidade considérase renovable e ten moito valor a nivel municipal para o cumprimento de obxectivos enerxéticos e ambientais. É por iso que xerar electricidade deste xeito pode substituír á xeración de electricidade a partir de combustibles fósiles, e así a redución neta das emisións de CO2.

Biocombustibles

A produción de biocombustibles pode ser unha fonte enerxética alternativa aos combustibles fósiles, e grazas a isto, evitar emisións contaminantes e de efecto invernadoiro. Os biocombustibles poden considerarse neutros en carbono xa que as plantas que se utilizan para fabricar biocombustibles (millo e cana de azucre -etanol- e soia e palma aceiteira -biodiésel) absorben o CO2 mentres crecen e poden compensar as emisións de CO2 cando se producen e queiman os biocombustibles.

10.1. Emisións de Gases de Efecto Invernadoiro en Galicia

As emisións de GEI en Galicia estaban en Galicia nos 29 millóns de toneladas de dióxido de carbono equivalente en 2015, ao mesmo nivel que en 1990. En só 5 anos, de 2015 a 2020,

rebaixáronse aos 18,6 millóns de toneladas, o que supuxo unha minoración do 35,9 % (Cadros 2.12 e 2.13).

Cadro 2.12: Emisións de dióxido de carbono (miles de toneladas de dióxido de carbono equivalente). Galicia. Anos 1990 a 2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2022k)

	1990	2010	2015	2019	2020
Procesado da enerxía	23.149	19.963	23.040	15.875	13.150
Procesos industriais e uso de produtos	2.092	2.615	1.968	1.618	1.317
Agricultura	3.096	3.644	3.759	3.670	3.724
Tratamento e eliminación de residuos	676	559	465	413	411
TOTAL	**29.013**	**26.781**	**29.232**	**21.576**	**18.602**

O sector enerxético de "Procesado de enerxía" é o que lidera as emisións de dióxido de carbono. Dentro deste sector inclúense as emisións derivadas das actividades de combustión das industrias do sector enerxético, así como das industrias manufactureiras e da construción, transporte e outros sectores, xunto coas emisións fuxitivas dos combustibles fósiles (petróleo, gas natural e combustibles sólidos). Este sector pasou de supoñer o 80 % en 1990 ao 74 % en 2019 -ano no que comezou o parón da actividade nas centrais térmicas de carbón- e ao 71 % en 2020 (ano do COVID-19) (Cadro 2.13). Deste xeito convértese no sector con maior redución de emisións, acadando o 43 % de redución entre 1990 e 2020 (o 31 % de tomar o período 1990-2019). Esta baixada concéntrase sobre todo nos últimos cinco anos, entre 2015 e 2020, período no que pasou de emitir o 79 % das emisións totais en 2015 (ano no que case recupera o nivel de emisións de 1990) ao 71 % en 2020.

Cadro 2.13: Emisións de dióxido de carbono (miles de toneladas de dióxido de carbono equivalente). Galicia. Anos 1990 a 2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2022k).

Porcentaxe sobre o total	1990	2010	2015	2019	2020	1990-2020	2015-2020	1990-2019	2015-2019
Procesado da enerxía	80 %	75 %	79 %	74 %	71 %	-43,2 %	-42,9 %	-31 %	-31 %
Procesos industriais e uso de produtos	7 %	10 %	7 %	7 %	7 %	-37,0 %	-33,1 %	-23 %	-18 %
Agricultura	11 %	14 %	13 %	17 %	20 %	20,3 %	-0,9 %	19 %	-2 %
Tratamento e eliminación de residuos	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	-39,2 %	-11,6 %	-39 %	-11 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**-35,9 %**	**-36,4 %**	**-26 %**	**-26 %**

En ritmo de redución, séguelo o sector de "Tratamento e eliminación de residuos" cun 39 % entre 1990 e 2020, aínda que sobre o total supón soamente un 2 %. De feito, non incrementou as súas emisións en ningunos dos anos analizados e continuou a súa minoración ao longo dos distintos anos considerados.

O sector de "Procesos industriais e uso de produtos", que suma un 7 % do total das emisións de dióxido de carbono equivalente alcanza un nivel de redución en torno ao 23 %-37 %, en función de se se toma o ano 2019 ou o 2020 de pandemia.

O sector da "Agricultura" é o que gaña terreo en nivel de emisións de dióxido de carbono, xa que duplica o seu peso sobre o total das emisións galegas e pasa de supoñer o 11 % en 1990 a supoñer o 20 % en 2020. En valores absolutos prácticamente mantense en torno aos 3,6-3,7 millóns de toneladas entre 2010 e 2020.

Dende 2005, no que se aprobou a Lei 1/2005, de 9 de marzo (Parlamento de España 2005) que regula o réxime de comercio de dereitos de emisión de gases de efecto invernadoiro, establece un proceso de asignación de dereitos para poder emitir dióxido de carbono por parte das empresas que pertencen a actividades concretas. Dende 2005 fóronse aprobando sucesivos plans nacionais de asignación por períodos de entre 3 e 5 anos. Cada plan define o número total de dereitos de emisión a asignar en España e os requisitos a seguir para a súa asignación por instalación. Dende o 2013 non son asignadas emisións ás centrais termoeléctricas.

A continuación, no Cadro 2.14 preséntanse as emisións de dióxido de carbono equivalente (millóns de toneladas por ano) por actividades dos sectores galegos afectados pola Lei

1/2005.

Cadro 2.14: Emisións de dióxido de carbono (miles de toneladas de dióxido de carbono equivalente) asignadas e declaradas. Galicia. Anos 1990 a 2020. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de INEGA (2022k)

	2005 (PNA-1)		2015 (Fase 3)		2019 (Fase 3)		2019	2015-2019	
	Asignadas	Declaradas	Asignadas	Declaradas	Asignadas	Declaradas	Peso sobre o total de emisións declaradas	Asignadas	Declaradas
Producción de enerxía eléctrica	**10,98**	**14,08**	**0,00**	**10,70**	**0,00**	**3,85**	**28 %**	**0 %**	**-64 %**
Endesa Generación, S.A - CT As Pontes	n.d.	n.d.	0,00	7,54	0,00	2,31	17 %	0 %	-69 %
Gas Natural Fenosa - CT Meirama	n.d.	n.d.	0,00	3,02	0,00	0,20	1 %	0 %	-93 %
Coxeración-Combustión	**1,20**	**0,97**	**0,54**	**1,09**	**0,43**	**1,13**	**8 %**	**-21 %**	**5 %**
Refino de petróleo (incluida a produción de H2)	**1,57**	**1,55**	**1,02**	**1,35**	**0,94**	**1,19**	**9 %**	**-7 %**	**-12 %**
Repsol Petróleo, S.A. - Complejo Industrial de A Coruña	n.d.	n.d.	0,89	1,16	0,82	1,00	7 %	-7 %	-13 %
Fábrica de producción de H2, vapor y CO2 de Air Liquide Ibérica de Gases	n.d.	n.d.	0,13	0,19	0,12	0,19	1 %	-7 %	-1 %
Produción de aceiro e ferroaleacións	**0,08**	**0,08**	**0,58**	**0,55**	**0,51**	**0,42**	**3 %**	**-12 %**	**-24 %**
Xallas Electricidad y Aleaciones, S.A.U. Fábrica de Cee	n.d.	n.d.	0,15	0,16	0,14	0,09	1 %	-7 %	-42 %
Xallas Electricidad y Aleaciones, S.A.U. Fábrica de Dumbría	n.d.	n.d.	0,16	0,18	0,15	0,17	1 %	-7 %	-4 %
Grupo Ferroatlántica, S.A.U. - Fábrica de Sabón	n.d.	n.d.	0,16	0,15	0,14	0,09	1 %	-13 %	-40 %
Outras (Megasa Sider. S.L e Celsa Atlantic S.L.)	n.d.	n.d.	0,11	0,06	0,09	0,06	0 %	-22 %	-1 %
Produción de aluminio	**n.d.**	**n.d.**	**1,21**	**1,27**	**1,12**	**1,14**	**8 %**	**-7 %**	**-10 %**
Alúmina Española S.A	n.d.	n.d.	0,07	0,65	0,63	0,65	5 %	825 %	0 %
Aluminio Español S.L.U.	n.d.	n.d.	0,37	0,47	0,34	0,47	3 %	-7 %	-1 %
Alu Ibérica LC, S.L.	n.d.	n.d.	0,15	0,15	0,14	0,02	0 %	-8 %	-84 %
Aluminios Cortizo	n.d.	n.d.	0,62	0,00	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Produción cemento, cal, dolomita ou magnesita	**0,45**	**0,35**	**0,10**	**0,14**	**0,37**	**0,30**	**2 %**	**255 %**	**121 %**
Fabricación vidro	**0,03**	**0,03**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0 %**	**0 %**	**0 %**
Fabricación cerámica (Epifanio Campo S.L.)	**0,23**	**0,20**	**0,01**	**0,01**	**0,01**	**0,01**	**0 %**	**-8 %**	**-31 %**
Produción papel	**0,13**	**0,11**	**0,06**	**0,12**	**0,06**	**0,11**	**1 %**	**0 %**	**-5 %**
Ence Enerxía y Celulosa S.A.	n.d.	n.d.	0,04	0,09	0,04	0,09	1 %	3 %	-4 %
Papelera de Brandia S.A.	n.d.	n.d.	0,01	0,02	0,01	0,02	0 %	-7 %	-11 %
Fabricación produtos químicos orgánicos	**0,00**	**0,00**	**0,07**	**0,14**	**0,07**	**0,14**	**1 %**	**-7 %**	**0 %**
Total emisións sectores afectados PNA	**14,66**	**17,36**	**6,45**	**29,20**	**6,13**	**13,67**	**100 %**	**-5 %**	**-53 %**

Pódese observar como a actividade de "Produción de enerxía eléctrica" supón o 28 % do total das emisións declaradas en 2019, e dentro desta, a planta de Endesa-As Pontes nese ano 2019 no que comezou o parón da súa actividade achegaba o 17 % das emisións totais. Esta actividade de "Produción de enerxía eléctrica" entre o 2015 e o 2019 reduciu as súas emisións un 64 %, minoración liderada polo peche da central de Meirama (A Coruña). En impacto emisor destaca tamén a planta da refinería Repsol da Coruña, cun 7 % das emisións totais declaradas en 2019, e que conseguiu reducir as súas emisións entre 2015 e 2019 un 13 %. Completa a listaxe das empresas con maiores emisións, Alúmina Española S.A. cun 5 % do total. Destaca tamén a caída das emisións derivada do parón de actividade de Alu Ibérica dende 2015, período no que as súas emisións se reduciron un 84 %.

Capítulo 3

O Impacto socio-económico do consumo enerxético en Galicia

1. O consumo de enerxía na industria galega

1.1. O consumo de recursos enerxéticos na industria galega

A Enquisa de Consumos Enerxéticos[1] sitúa a Galicia como a quinta Comunidade Autónoma en maior consumo, por detrás de Cataluña, a Comunidade Valenciana, Andalucía e o País Vasco.

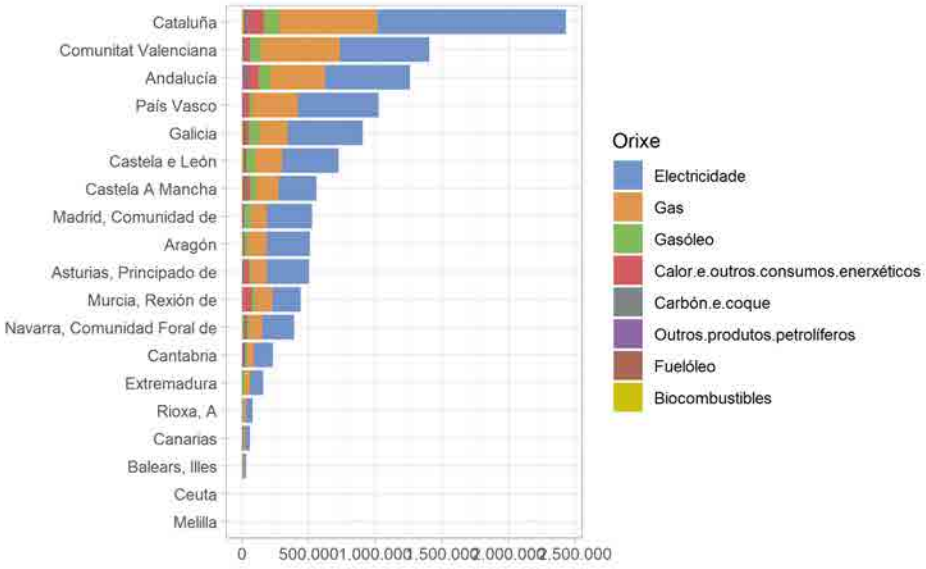


Figura 3.1: Consumos enerxéticos por comunidades e ciudades autónomas en miles de euros (2019). Fonte: INE (2021)

Cómpre sinalar que o peso relativo da industria galega no consumo enerxético español é dun 8 %, que se mantén estable dende 2015. Este peso e está claramente por riba da súa participación no PIB, que foi dun 5,2 % no período considerado.

O Cadro 3.1 recolle a evolución recente dos consumos industriais galegos pormenorizados pola fonte de enerxía.

Cadro 3.1: Consumos enerxéticos. Pesos de Galicia sobre o total estatal. Anos 2015, 2017 e 2019. Fonte: INE (2021)

	Electricidade	Gas	Gasóleo	Fueloil	Outros produtos petrolíferos	Carbón e coque	Biocombust.	Calor e outros consumos enerxéticos	Total consumos enerxéticos
2017-2019	4 %	18 %	54 %	4 %	-6 %	-37 %	-35 %	21 %	10 %
2015-2017	-2 %	-7 %	-17 %	-49 %	0 %	-33 %	-77 %	-13 %	-8 %
2015-2019	2 %	10 %	28 %	-47 %	-5 %	-57 %	-85 %	5 %	1 %

Obsérvase que o consumo global galego en 2019 é semellante ao de 2015 (+1 %), se ben isto agocha unha caída no primeiro bienio (-8 %) que se compensa cunha suba posterior do consumo do 10 % entre 2017 e 2019. Por recurso, o consumo que máis se incrementou entre o 2017 e o 2019 foi o gasóleo (+54 %). Tamén é salientable, dada a importancia da fonte, o incremento e no gas (+18 %) (Cadro 3.1). Pola contra, os que máis descenderon foron os biocombustibles e o carbón (con porcentaxes superiores ao 35 %).

[1] A Enquisa de Consumos Enerxéticos ten periodicidade bianual e vai dirixida a unidades legais con vinte ou máis asalariados con actividade das seccións B (industrias extractivas) e C (industria manufactureira) da CNAE-2009.

1.2. O mix de consumos enerxéticos da industria galega

O mix de consumos enerxéticos da industria galega está dominado pola electricidade (62 %), seguido polo gas natural (24 %) e o gasoleo (8 %). Galicia é a quinta industria máis electrificada do Estado. Presenta un nivel intermedio de consumo de gas cun 24 % (que se move entre o 5 % de Melilla e o 42 % da C. Valenciana) e de gasóleo, cun 8 % (fronte ao 2 % do País Vasco e o 17 % de Canarias) (Figura 3.2).

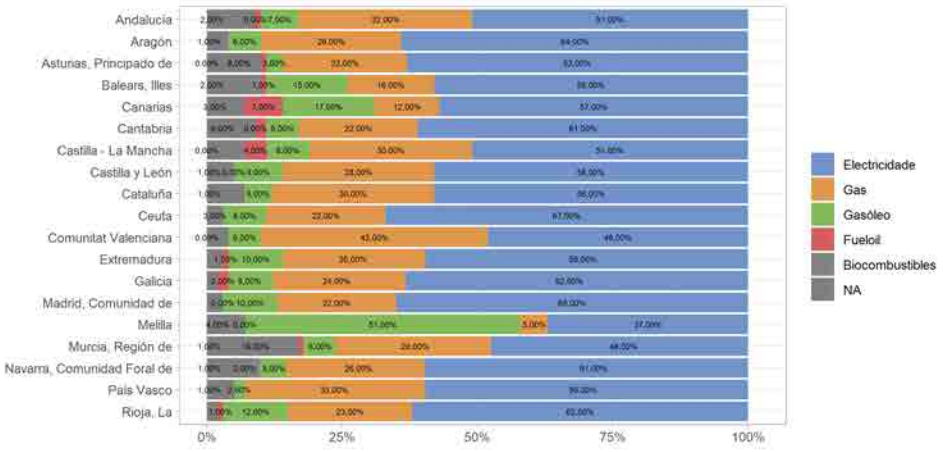


Figura 3.2: Consumos enerxéticos por comunidades e ciudades autónomas (2015-2019). Fonte: INE (2021)

De ampliar algo máis a perspectiva, pódese observar na Figura 3.2 como a composición da carteira de consumos enerxéticos da industria a nivel estatal e galego permaneceu estable entre o 2015 e o 2019, tras un sexenio previo caracterizado pola redución do peso do consumo de produtos petrolíferos, que pasara dun 13,7 % en 2009 a un 6,9 % en 2015 no total do Estado, e dun 28 % en 2009 a un 12 % en 2015 en Galicia. Este maior peso dos consumos petrolíferos en Galicia en comparación co peso no resto do Estado é debido fundamentalmente á actividade industrial de transformación na refinería da Coruña. Por outra banda, obsérvase como hai un aliñamento co patrón estatal no referente ao consumo do gas natural, xa que se incrementa o consumo deste na industria galega, que pasa dun 9 % en 2009 ao 24 % no 2019, aproximándose ao peso estatal.



Figura 3.3: Reparto porcentual do consumo enerxético na industria por tipo de produto. Fonte: INE (2021)

Pódese observar como dende 2015 o peso da electricidade nos consumos industriais sitúase tanto en España como en Galicia preto do 60 % (sobre o 57 % de media), case o dobre

que o do gas (en torno ao 30 %-25 %), que á súa vez multiplica por catro a participación estatal dos produtos petrolíferos (7,4 %) -ou a dobra no caso galego-, deixando un 5 % ao resto das fontes.

1.3. O peso do consumo enerxético da industria galega sobre o total estatal

Segundo se sinalou previamente, a industria galega vén consumindo, en conxunto, o 8 % do total dos consumos enerxéticos industriais a nivel estatal. O Cadro 3.2, que desagrega estes datos por fonte de enerxía e comunidade autónoma, amosa que a nosa comunidade destaca polo pola súa alta participación no consumo de fueloil (23 % do español), ata o punto de ser a comunidade con maior peso, e polo seu baixo consumo de carbóns (2 % do estatal) (Cadro 3.2).

Cadro 3.2: Consumos enerxéticos. Pesos de cada CC.AA. sobre o total estatal. Ano 2019. Fonte: INE (2021)

	Electricidade	Gas	Gasóleo	Fueloil	Outros produtos petrolíferos	Carbón e coque	Biocombust.	Calor e outros consumos enerxéticos
Andalucía	10,01 %	12,09 %	12,92 %	9,92 %	29,04 %	7,39 %	9,29 %	16,43 %
Aragón	5,14 %	3,98 %	4,19 %	2,55 %	5,96 %	3,61 %	6,76 %	0,93 %
Asturias, Principado de	4,98 %	3,44 %	2,03 %	4,96 %	1,24 %	8,76 %	0,28 %	8,57 %
Balears, Illes	0,26 %	0,13 %	0,61 %	0,43 %	0,46 %	1,48 %	1,16 %	0,02 %
Canarias	0,53 %	0,22 %	1,48 %	4,34 %	1,57 %	1,53 %	0,27 %	0,13 %
Cantabria	2,24 %	1,53 %	1,99 %	4,41 %	13,34 %	4,23 %	1,75 %	0,51 %
Castilla y León	6,64 %	6,03 %	9,21 %	3,54 %	4,30 %	8,16 %	12,13 %	2,77 %
Castilla - La Mancha	4,48 %	4,98 %	6,44 %	22,40 %	1,91 %	10,04 %	8,39 %	5,31 %
Cataluña	22,21 %	21,92 %	16,18 %	8,91 %	12,24 %	15,52 %	22,28 %	25,86 %
Comunitat Valenciana	10,50 %	17,47 %	12,85 %	4,20 %	5,23 %	7,91 %	8,84 %	8,16 %
Extremadura	1,47 %	1,24 %	2,24 %	1,58 %	0,83 %	3,73 %	0,78 %	0,17 %
Galicia	8,87 %	6,31 %	11,32 %	22,52 %	4,48 %	1,59 %	6,89 %	4,03 %
Madrid, Comunidad de	5,36 %	3,38 %	7,46 %	2,04 %	5,49 %	6,66 %	3,11 %	0,91 %
Murcia, Región de	3,29 %	3,82 %	3,58 %	2,35 %	4,31 %	0,64 %	1,12 %	14,80 %
Navarra, Comunidad Foral de	3,72 %	2,96 %	2,61 %	1,66 %	2,16 %	18,25 %	13,24 %	1,49 %
País Vasco	9,56 %	9,96 %	3,53 %	3,48 %	6,83 %	0,37 %	3,02 %	9,74 %
Rioja, La	0,76 %	0,54 %	1,34 %	0,71 %	0,58 %	0,11 %	0,68 %	0,18 %
Ceuta	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Melilla	0,00 %	0,00 %	0,02 %	0,00 %	0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %

Analizando e evolución da participación de Galicia nos distintos consumos enerxéticos industriais do Estado no período 2015-2019, obsérvanse cambios nalgunhas categorías, coma o fueloil ou os biocombustibles, aínda que non nas de maior importancia (Cadro 3.3).

Cadro 3.3: Consumos enerxéticos. Pesos de Galicia sobre o total estatal. Anos 2015, 2017 e 2019. Fonte: INE

Ano	Electricidade	Gas	Gasóleo	Fueloil	Outros produtos petrolíferos	Carbón e coque	Biocombust.	Calor e outros consumos enerxéticos	Total consumos enerxéticos (Galicia/Estado)
2019	8,9 %	6,3 %	11,3 %	22,5 %	4,5 %	1,6 %	6,9 %	4,0 %	8,1 %
2017	8,7 %	6,0 %	8,5 %	25,0 %	4,4 %	1,7 %	17,0 %	4,4 %	7,8 %
2015	8,9 %	5,6 %	10,3 %	40,9 %	6,7 %	2,6 %	31,8 %	4,9 %	8,2 %

1.4. O consumo enerxético da industria galega por ramas de actividade

Nove ramas de actividade concentran o 85 % do consumo industrial de enerxía no conxunto do Estado (Figura 3.4).

O Cadro 3.4 recolle a evolución das diferenzas entre a distribución do consumo enerxético por ramas industrias en Galicia e en España. Destaca a notable estabilidade no tempo das desviacións.

Como cabe esperar, as ramas nas que o consumo galego é máis alto se corresponde con aquelas de especialización da economía galega, como son a fabricación de vehículos, o textil, a alimentación, a madeira e a enerxía. O Cadro 3.5 ilustra a importancia destes sectores en Galicia.

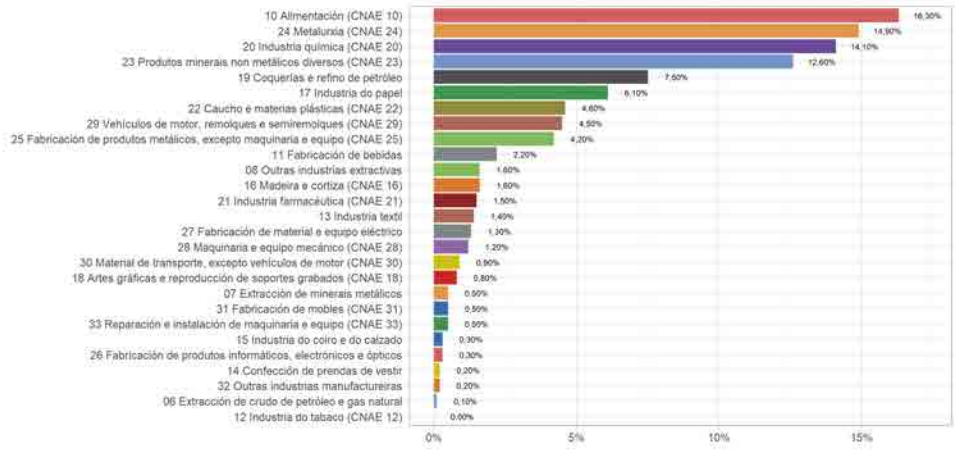


Figura 3.4: Distribución porcentual do consumo enerxético na industPria. Por ramas de actividad. Ano 2019. Fonte: INE (2021)

Cadro 3.4: Distribución do consumo enerxético entre ramas industriais: diferenzas entre Galicia e a media estatal (%). Fonte: INE. Enquisa industrial anual de produtos

	2015	2018	2021
10-11-12 Alimentación, bebidas e tabaco	2,0 %	2,1 %	1,3 %
13-14 Textil e confección	2,6 %	2,6 %	2,6 %
15 Coiro e calzado	-0,3 %	-0,3 %	-0,1 %
16 Madeira e corcho	2,1 %	1,9 %	1,8 %
17-18 Papel, artes gráficas e reprodución de soportes gravados	-1,8 %	-1,6 %	-2,2 %
19-20-21 Coquerías, refino, químicas e produtos farmacéuticos	-7,1 %	-6,3 %	-7,5 %
22 Manufacturas de caucho e plástico	-1,3 %	-1,3 %	-1,6 %
23 Produtos minerais non metálicos	-0,9 %	-1,1 %	-1,5 %
24 Produción, 1ª transformación e fundición de metais	1,0 %	1,1 %	0,2 %
25 Produtos metálicos	-1,7 %	-1,7 %	-0,9 %
26-27 Produtos informáticos, electrónicos, ópticos e eléctricos	-1,9 %	-0,9 %	-2,0 %
28 Maquinaria e equipo	-1,5 %	-1,3 %	-1,8 %
29-30 Material de transporte	7,0 %	5,0 %	10,7 %
31-32 Mobles e outras industrias manufactureiras	-0,3 %	0,0 %	-0,2 %
33 Reparación e instalación de maquinaria e equipo	0,4 %	0,3 %	-0,2 %
35 Produción de enerxía eléctrica, gas e vapor	1,8 %	1,6 %	1,5 %

Cadro 3.5: Enquisa de produtos a nivel estatal e por rama de actividade CNAE 2009. Ano 2021. Datos en valor absoluto e en porcentaxe da produción galega sobre o total estatal. Fonte: INE. Enquisa anual de produtos

	Valor absoluto (€)	Peso Galicia/Estado
Total agrupacións de actividade	34.802.853	7,6 %
10-11-12 Alimentación, bebidas e tabaco	8.449.532	8,0 %
13-14 Textil e confeción	1.410.955	20,9 %
15 Coiro e calzado	158.631	5,9 %
16 Madeira e cortiza	1.089.718	18,9 %
17-18 Papel, artes gráficas e reprodución de soportes gravados	605.601	3,4 %
19-20-21 Coquerías, refino, químicas e produtos farmacéuticos	3.486.009	4,3 %
22 Manufacturas de caucho e plástico	893.980	4,7 %
23 Productos minerais non metálicos	738.817	4,5 %
24 Produción, 1ª transformación e fundición de metais	2.492.358	7,8 %
25 Produtos metálicos	1.977.281	6,5 %
26-27 Produtos informáticos, electrónicos, ópticos e eléctricos	558.508	3,4 %
28 Maquinaria e equipo	763.678	4,2 %
29-30 Material de transporte	8.224.376	13,9 %
31-32 Mobles e outras industrias manufactureiras	587.845	6,6 %
33 Reparación e instalación de maquinaria e equipo	840.670	7,0 %
35 Produción de enerxía eléctrica, gas e vapor	2.524.896	9,5 %

É interesante analizar o consumo de enerxía por rama de actividade e comparalo con outra medida económica empresarial, como pode ser o valor monetario da produción ou o Excedente Bruto de Explotación xerado polo conxunto de empresas desa rama ou ramas de actividade consideradas. Así, de comparar o consumo enerxético (electricidade e combustibles) por ramas de actividade e para Galicia, pódese observar no Cadro 3.6 como en 2019 a actividade que maior excedente bruto de explotación por Ktep ofrece é a rama de "Material de transporte" (13.541€ por Ktep[2] consumido), seguido por "Textil, confección, coiro e calzado" (7.669€), "Alimentación, bebidas e tabaco" (4.210€) e "Coquerías, refino, industria química, produtos farmacéuticos e manufacturas de caucho e plástico" (2.671€). Segundo o sinalado estas actividades son as que maior valor económico reportan por unidade de enerxía empregada. Estas actividades, polo tanto, serían as menos sensibles ás subidas dos prezos da enerxía. Pola contra, aquelas actividades con maior exposición á suba dos prezos da enerxía serían as de "Produtos minerais non metálicos" (209€), as de "Papel e artes gráficas" (223€) e as de "Madeiras e cortiza" (877€). Así mesmo, de analizar o valor da produción por Ktep consumido, en 2019, repítese a mesma clasificación de actividades o que conduciría á mesma idea: as que presentan un maior valor son as menos intensivas no emprego de enerxía para elaborar a súa produción.

[2]Unidade de enerxía empregada para medir o consumo desta. Equivalería a enerxía que rinde unha tonelada de petróleo.

Cadro 3.6: Consumos enerxéticos por rama de actividade CNAE 2009, valor da produción e do Escedente Bruto de Explotación. Anos 2016-2019. Fonte: INE-Enquisa anual de produtos e IGE.

	Valor absoluto (€)	Consumo Enerxético (Ktep)	Valor (€) producido por Ktep	Excedente Bruto de Explotación	Excedente Bruto de Explotación xerado por Ktep	Valor absoluto (€)	Consumo Enerxético (Ktep)	Valor (€) producido por Ktep	Excedente Bruto de Explotación	Excedente Bruto de Explotación xerado por Ktep
	2019					2016				
Total agrupaciones de actividad	28.426.779,00 €	1.206	23.563,84 €	2.465.629,00 €	n.d.	23.574.088,00 €	1.171	20.137,69 €	2.406.549,00 €	n.d.
10-11-12 Alimentación, bebidas e tabaco	7.813.207,00 €	189	41.304,74 €	796.379,00 €	4.210,08 €	6.344.260,00 €	189	33.613,33 €	708.608,00 €	3.754,37 €
13-14-15 Textil, confeción, coiro e calzado	1.563.375,00 €	29	53.044,33 €	226.033,00 €	7.669,16 €	1.479.668,00 €	30	49.865,26 €	197.823,00 €	6.666,69 €
16 Madeira e cortiza	902.054,00 €	90	10.005,22 €	79.099,00 €	877,33 €	864.289,00 €	90	9.562,82 €	101.628,00 €	1.124,45 €
17-18 Papel, artes gráficas e reprodución de soportes gravados	615.650,00 €	324	1.899,31 €	72.562,00 €	223,86 €	571.749,00 €	308	1.856,41 €	107.242,00 €	348,20 €
19-20-21-22 Coquerías, refino, químicas, produtos farmacéuticos e manufacturas de caucho e plástico	4.311.099,00 €	132	32.616,21 €	353.097,00 €	2.671,40 €	3.087.467,00 €	125	24.683,61 €	408.014,00 €	3.261,98 €
23 Productos minerais non metálicos	675.101,00 €	194	3.486,45 €	40.554,00 €	209,43 €	572.315,00 €	186	3.069,65 €	32.330,00 €	173,40 €
24-25 Produción, 1ª transformación e fundición de metais e produtos metálicos	3.739.245,00 €	142	26.260,21 €	288.790,00 €	2.028,13 €	2.975.948,00 €	144	20.732,78 €	433.021,00 €	3.016,76 €
28 Maquinaria e equipo	1.850.478,00 €	67	27.803,83 €	85.361,00 €	1.282,57 €	1.454.761,00 €	63	22.940,51 €	41.269,00 €	650,78 €
29-30 Material de transporte	6.956.570,00 €	39	179.859,43 €	523.754,00 €	13.541,46 €	6.223.631,00 €	35	175.884,84 €	376.614,00 €	10.643,42 €

	Evolución do Valor da Produción	Evolución do consumo (Ktep)	Evolución do Excedente Bruto de Explotación	Evolución do indicador de Valor da produción por Ktep	Evolución do indicador do Excedente Bruto de Explotación xerado por Ktep
	Evolución 2016-2019				
Total agrupaciones de actividad	21 %	3 %	n.d.	17 %	n.d.
10-11-12 Alimentación, bebidas e tabaco	23 %	0 %	12 %	23 %	12 %
13-14-15 Textil, confeción, coiro e calzado	6 %	-1 %	14 %	6 %	15 %
16 Madeira e cortiza	4 %	0 %	-22 %	5 %	-22 %
17-18 Papel, artes gráficas e reprodución de soportes gravados	8 %	5 %	-32 %	2 %	-36 %
19-20-21-22 Coquerías, refino, químicas, produtos farmacéuticos e manufacturas de caucho e plástico	40 %	6 %	-13 %	32 %	-18 %
23 Productos minerais non metálicos	18 %	4 %	25 %	14 %	21 %
24-25 Produción, 1ª transformación e fundición de metais e produtos metálicos	26 %	-1 %	-33 %	27 %	-33 %
28 Maquinaria e equipo	27 %	5 %	107 %	21 %	97 %
29-30 Material de transporte	12 %	9 %	39 %	2 %	27 %

Analizando a variación entre 2016 e 2019, a actividade de "Coquerías, refino, industria química, produtos farmacéuticos e manufacturas de caucho e plástico" é a que maior evolución positiva presenta no indicador de valor da produción por Ktep consumido (+32 %), seguida pola de "Produción, primeira transformación e fundición de metais e produtos metálicos" cun 27 % e "Alimentación, bebidas e tabaco" (+23 %). Deste xeito, no período 2016-2019 estas actividades melloraron en termos de intensidade enerxética, debido a uns importantes crecementos do valor da produción (do 26 % ao 40 % nestes tres sectores) e ao moderado incremento do consumo enerxético (+9 %, excepcionalmente, para a actividade de "Material de transporte, situándose o resto de valores entre o -1 % e o +6 %).

Por outra banda, a evolución do indicador do "Excedente Bruto de Explotación xerado por Ktep consumido" para o período 2016-2019 é negativa para varias actividades. Entre elas estarían as de "Papel e artes gráficas" (-36 %), a de "Produción, primeira transformación e fundición de metais e produtos metálicos" (-33 %), a de "Madeira e cortiza" (-22 %) e a de "Coquerías, refino, químicas, produtos farmacéuticos e manufacturas de caucho e plástico" (-18 %). Segundo o sinalado estas actividades neste período viron reducido o seu excedente económico bruto de explotación, o que combinado con pequenos incrementos nos consumos (ou mesmo mantemento dos mesmos) conduce a esta evolución negativa. De forma contraria, as actividades que no período 2016-2019 experimentan un incremento no indicador de Excedente Bruto de Explotación por unidade enerxética consumida son "Maquinaria e Equipo" (+97 %) (favorecida por unha maior actividade no ano 2019 derivada de contratos de construción de maquinaria), "Material de transporte" (+27 %), "Textil, confección, coiro e calzado" (+15 %) e "Alimentación, bebidas e tabaco" (+12 %). Todas estas actividades melloraron os seus índices de intensidade enerxética grazas principalmente ao incremento dos seus excedentes brutos de explotación.

1.5. O consumo de enerxía eléctrica por sectores de uso e por provincia

No referente á distribución da enerxía eléctrica por sectores de uso, segundo os últimos datos publicados polo IGE (2016), en Galicia o 52 % da electricidade é consumida pola industria, o 23 % consúmese nos fogares e o 21 % no sector de servizos, mentres que o sector primario consume pouco máis do 1 %.

A distribución espacial do consumo enerxético nos fogares pode considerarse representativa do peso demográfico e económico de cada provincia (Cadro 3.7). Mentres a distribución provincial do consumo enerxético nos servizos é semellante á dos fogares, non ocorre o mesmo na industria nin no sector primario. No caso da industria, a desviación principal ven dada polo peso da provincia de Lugo, que ocupa o primeiro lugar con máis do 43 % do consumo enerxético. Este feito explícase pola importancia dun só sector electrointensivo: o sector do aluminio en Lugo consume preto do 20 % da enerxía de todo o sector industrial galego. Pola súa banda, na agricultura e pesca non sorprende o peso das provincias de Lugo e Ourense.

1.6. Intensidade enerxética

A intensidade enerxética mide a eficiencia enerxética dunha economía, a través da relación entre o consumo de enerxía e o PIB. Galicia presenta valores máis elevados que a media estatal, tanto en intensidade enerxética primaria (relativa aos combustibles previos á súa transformación) como en intensidade enerxética final (Cadro 3.8).Nótese que no sexenio considerado apréciase unha mellora xeral da eficiencia enerxética, que foi aínda máis rápida en Galicia que no conxunto do estado, de maneira que avanzouse na converxencia, practicamente acadada xa en 2020 no caso da eficiencia primaria.

1.7. O Consumo de combustibles

En relación cos consumos relativos de gasolina, gasóleos e fuelóleos, en Galicia consúmese menos gasolina por término medio que na media estatal -porcentaxes do 9 %-11 % fronte ao 14 %-15 % do mix, participacións que apenas difiren entre o 2011 e o 2021 (Cadro

Cadro 3.7: Consumo de enerxía eléctrica por sectores de uso e por provincias. Galicia. Ano 2016. Fonte: IGE.

Actividade/localización	Galicia	A Coruña	Lugo	Ourense	Pontevedra
Agricultura e Pesca	1,31 %	34,65 %	21,63 %	22,83 %	20,89 %
Industria	51,92 %	42,92 %	43,58 %	2,96 %	10,53 %
Minas e canteiras	0,41 %	26,17 %	15,16 %	26,24 %	32,43 %
Enerxía e auga	2,58 %	85,93 %	5,39 %	1,93 %	6,75 %
Carbón	0,25 %	47,64 %	2,07 %	1,72 %	48,57 %
Petróleo	0,29 %	38,36 %	41,33 %	11,11 %	9,19 %
Metálicas básicas	34,65 %	42,38 %	56,96 %	0,01 %	0,65 %
Siderurxia	8,81 %	99,33 %	0,24 %	0,02 %	0,42 %
Metalurxia non férrea	25,84 %	22,97 %	76,29 %	0,01 %	0,73 %
Transformados metálicos	3,46 %	43,50 %	1,18 %	12,93 %	42,40 %
Automóbiles	0,97 %	1,75 %	0,61 %	5,28 %	92,37 %
Construción naval	0,17 %	7,48 %	0,94 %	2,41 %	89,18 %
Química, caucho e plásticos	3,38 %	8,80 %	57,11 %	8,83 %	25,26 %
Cerámica, vidro, cemento e materiais de construción	0,59 %	31,91 %	4,75 %	10,27 %	53,07 %
Téxtil, confección, calzado e coiro	0,26 %	36,10 %	2,65 %	26,77 %	34,48 %
Madeira e cortiza	1,82 %	62,80 %	5,42 %	22,06 %	9,72 %
Papel e artes gráficas	1,81 %	22,49 %	0,65 %	0,17 %	76,69 %
Artes gráficas e edición	0,25 %	86,54 %	3,48 %	1,15 %	8,83 %
Alimentación, bebidas e tabaco	2,97 %	55,50 %	19,41 %	3,22 %	21,87 %
Construción	0,83 %	46,07 %	16,07 %	6,69 %	31,16 %
Servizos	21,15 %	46,18 %	13,83 %	10,68 %	29,31 %
Uso doméstico	22,76 %	43,71 %	11,90 %	11,68 %	32,70 %
Non especificados	2,03 %	45,40 %	12,50 %	8,69 %	33,41 %
Total Provincial		44 %	29 %	7 %	20 %

Cadro 3.8: Intensidade enerxética primaria e final (valores en Ktep/millóns de euros constantes de 2015). Fonte: IGE.

	Primaria			Final			Variación anual (%)	Primaria		Final	
	Estado	Galicia	Diferencia	Estado	Galicia	Diferencia		Estado	Galicia	Estado	Galicia
2015	0,114	0,160	0,046	0,075	0,110	0,035					
2016	0,112	0,149	0,037	0,075	0,105	0,030	**2015/16**	-2 %	-7 %	0 %	-5 %
2017	0,115	0,156	0,041	0,075	0,104	0,029	**2016/17**	3 %	5 %	0 %	-1 %
2018	0,112	0,140	0,028	0,075	0,102	0,027	**2017/18**	-3 %	-10 %	0 %	-2 %
2019	0,105	0,122	0,017	0,073	0,099	0,026	**2018/19**	-6 %	-13 %	-3 %	-3 %
2020	0,105	0,106	0,001	0,070	0,096	0,026	**2019/20**	0 %	-13 %	-4 %	-3 %

3.9). Nese período Galicia mantén o peso sobre o total estatal no consumo de gasolinas e gasóleos (5 % e 7 %, respectivamente), e redúcese nos fuelóleos BIA (do 23 % ao 18 %).

Cadro 3.9: Consumo de gasolinas, gasóleos e fuelóleos. Estado-Galicia. Ano 2011 e 2021. Fonte: IGE.

	Estado		Galicia		Galicia/Estado	
	2011	2021	2011	2021	2011	2021
Gasolinas	14 %	15 %	9 %	11 %	5 %	5 %
Gasolina 95 I.O.	13 %	14 %	9 %	10 %	6 %	5 %
Gasolina 98 I.O.	1 %	1 %	1 %	1 %	4 %	4 %
Gasóleos	78 %	81 %	69 %	79 %	7 %	7 %
Tipo A	60 %	64 %	47 %	57 %	6 %	6 %
Tipo B	13 %	13 %	16 %	14 %	10 %	7 %
Tipo C	5 %	3 %	7 %	8 %	11 %	16 %
Fuelóleos BIA	8 %	4 %	21 %	10 %	23 %	18 %
Total produtos					8 %	7 %

No caso dos gasóleos, en Galicia houbo unha transición cara a asimilación co patrón de consumo co nivel estatal. Así, no seu conxunto pasouse dunha participación do 69 % en 2011 a outra do 79 % en 2021, case igualando á media estatal do 81 % de 2021. O gasóleo máis consumido en Galicia é o tipo A, cunha porcentaxe do 57 % sobre o total do mix, seguido polo tipo B (14 %) e polo tipo C. Tanto o consumo deste último gasóleo tipo C como o dos Fuelóleos BIA[3] si que están por riba da media estatal (8 % e 10 % fronte ao 3 % e 4 %, respectivamente).

Así mesmo, comparando o consumo destes combustibles entre o 2011 e o 2021 no Estado reduciuse o seu consumo conxunto nun 9 %, mentres que en Galicia a redución conxunta alcanzou o 23 %, sendo a provincia de Lugo a que maior redución levou a cabo (-49 %) (Cadro 3.10). No caso das gasolinas a redución media foi do 9 % -dez veces a do Estado-, nos gasóleos do 13 % -o dobre que no Estado-, e no dos fuelóleos BIA un 63 %. Dentro destes fuelóleos BIA destaca a redución dun 96 % na provincia de Lugo, o 46 % na de Ourense e dun 66 % na de Pontevedra.

Cadro 3.10: Evolución no consumo de gasolinas, gasóleos e fuelóleos entre os anos 2021 e 2011. Estado-Galicia. Fonte: IGE.

	Estado	Galicia	A Coruña	Lugo	Ourense	Pontevedra
Gasolinas	-0,9 %	-9,6 %	-3,9 %	-11,9 %	-17,3 %	-12,2 %
Gasolina 95 I.O.	0,5 %	-9,1 %	-2,7 %	-11,0 %	-17,4 %	-12,5 %
Gasolina 98 I.O.	-16,8 %	-15,8 %	-21,1 %	-24,2 %	-16,9 %	-6,7 %
Gasóleos	-6,7 %	-13,0 %	-13,7 %	-10,4 %	-5,8 %	-16,3 %
Tipo A	-2,7 %	-6,3 %	-5,4 %	-4,1 %	-2,7 %	-9,7 %
Tipo B	-9,0 %	-30,2 %	-33,7 %	-18,5 %	-10,8 %	-38,7 %
Tipo C	-45,1 %	-18,6 %	-24,4 %	-25,5 %	-12,0 %	-12,8 %
Fuelóleos BIA	-52,7 %	-63,4 %	-22,2 %	-95,9 %	-46,0 %	-66,4 %
Total produtos	-9,4 %	-23,3 %	-14,5 %	-49,4 %	-11,9 %	-18,0 %

[3]Os fuelóelos BIA (de baixo índice de xofre) son un tipo de fuelóleo empregado para uso industrial en fornos, caldeiras, secadeiros, motores de coxeración, entre outros, e principalmente son usados como combustible para barcos. Están especialmente formulados para proporcionar un maior rendemento de combustión así como permitir unha menor emisión de produtos inquemados.

2. Fogares e Enerxía. O Gasto en Recursos Enerxéticos das Familias

En Galicia a renda dispoñible por fogar é inferior á media do resto do Estado (Figura 3.5). Como se pode observar no gráfico, hai unha diferenza de case 3.000€ anuais en negativo para os fogares galegos, de media, en comparación coa renda neta media dispoñible para os fogares do resto do Estado. Esta situación condiciona o gasto que fan os fogares para pagar a factura enerxética.

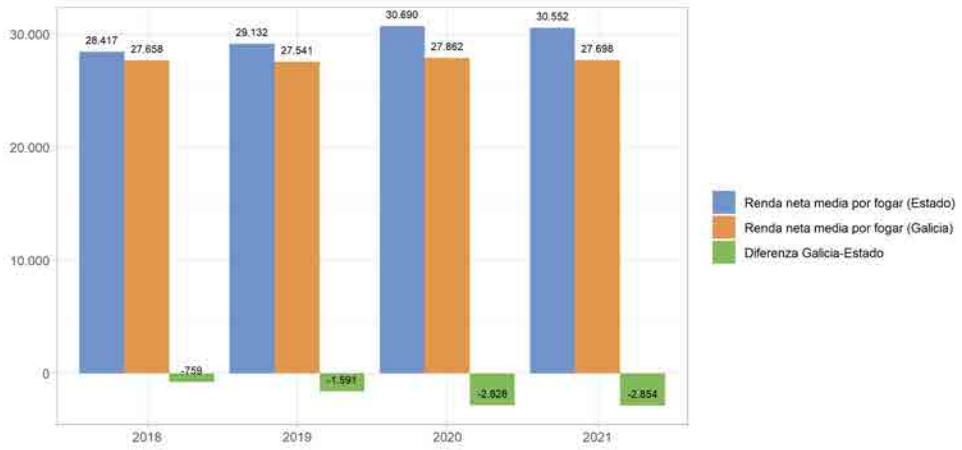


Figura 3.5: Renda anual neta media por fogar. Galicia e Estado. Anos 2018 a 2021. Fonte: INE. Enquisa de orzamentos familiares.

2.1. A evolución do gasto enerxético 2019-2021

En 2021 o gasto en enerxía representou o 4,3 % dos gastos dos fogares galegos. De comparar os datos do ano 2021 cos do 2019[4] relativos ao gasto enerxético total, gastos medios e distribución porcentual do gasto segundo diferentes niveis de desagregación funcional da enquisa de orzamentos familiares do INE, pódese observar que mentres que o gasto medio por familia se reduciu no Estado entre o ano 2019 e o 2021 un 3 % (-999,15€), en Galicia se incrementou nun 7 % (+1.583,15€) (Cadro 3.11).

Dentro dos distintos tipos de consumos enerxéticos, o gasto en electricidade é o máis importante, multiplicando 3,4 veces o gasto en gas, 6 veces o de combustibles líquidos e 14 veces o de combustibles sólidos.

Tanto o gasto total en "electricidade" como en "gas" incrementáronse en maior proporción en Galicia entre o 2019 e o 2021, dobrando a media estatal o aumento do gasto en electricidade (8 % fronte ao 4 %) e máis que quintuplicando a suba no gasto en gas (22 % fronte ao 4 %). A tradución destes valores a nivel de gasto medio por fogar conduce a incrementos similares: **en Galicia os fogares viron incrementado o seu gasto en electricidade un 7 % e o gasto en gas natural un 21 %, incrementos moi superiores aos do conxunto estatal que para os dous conceptos foron só do 3 %**. Aínda que o incremento do gasto por fogar é maior, o fluxo monetario destes gastos é menor en Galicia que no Estado, situándose nos 797,03€ de media o pago anual da electricidade fronte aos 820,91€ de media no Estado (-3 %), e chegando aos 231,22€ o gasto en gas en Galicia, fronte aos 287,78€ de media no Estado (-19 %). É dicir, os fogares galegos aproximáronse ao gasto medio estatal por fogar en electricidade e gas, e debe lembrarse que de media os fogares galegos contan con preto de 3.000€ menos de renda que os fogares do resto do Estado.

[4] Excluímos o 2020 por ser un ano condicionado polos confinamentos e a pandemia. Nótese que os últimos datos publicados son do ano 2021, polo que non incorporan a subida de prezos que corresponde ao ano 2022.

Cadro 3.11: Gasto enerxético total, gastos medios e distribución porcentual do gasto segundo diferentes niveis de desagregación funcional. Fonte: INE. Enquisa de orzamentos familiares.

	Gasto total					
	2021				2019	
	Estado (€)	21/19	Galicia (€)	21/19	Estado (€)	Galicia (€)
Total	**551.720.546,35**	**-3 %**	**31.516.456,14**	**7 %**	**566.814.579,02**	**29.408.896,71**
04.5.1 T Electricidade	15.487.670,01	4 %	883.568,42	8 %	14.952.273,24	817.018,88
04.5.2 T Gas	5.429.365,86	4 %	256.329,41	22 %	5.215.381,81	209.703,94
04.5.3 T Combustibles líquidos	1.274.501,89	-18 %	146.436,56	-15 %	1.556.686,28	171.461,88
04.5.4 T Combustibles sólidos	293.906,44	-17 %	63.888,81	-28 %	353.101,84	88.812,41

	Distribución porcentual			
	2021		2019	
	Estado (%)	Galicia (%)	Estado (%)	Galicia (%)
04.5.1 T Electricidade	2,81	2,80	2,64	2,78
04.5.2 T Gas	0,98	0,81	0,92	0,71
04.5.3 T Combustibles líquidos	0,23	0,46	0,27	0,58
04.5.4 T Combustibles sólidos	0,05	0,20	0,06	0,30

	Gasto medio por fogar					
	2021				2019	
	Estado (€)	21/19	Galicia (€)	21/19	Estado (€)	Galicia (€)
Total	**29.243,61**	**-3 %**	**28.429,63**	**6 %**	**30.242,76**	**26.846,48**
04.5.1 T Electricidade	820,91	3 %	797,03	7 %	797,79	745,83
04.5.2 T Gas	287,78	3 %	231,22	21 %	278,27	191,43
04.5.3 T Combustibles líquidos	67,55	-19 %	132,09	-16 %	83,06	156,52
04.5.4 T Combustibles sólidos	15,58	-17 %	57,63	-29 %	18,84	81,07

Pola contra, o gasto total en combustibles líquidos (gasolinas, gasóleos e fuelóleos) caeu en Galicia entre o 2019 e o 2021 en liña coa media estatal (-15 %) e o gasto total en combustibles sólidos caeu case o dobre en Galicia en comparación coa caída da media estatal (-28 % fronte ao -17 %) (Cadro 3.11). Dende o punto de vista do gasto medio por fogar, pódese confirmar a evolución negativa nos líquidos (-16 %) e nos sólidos (-29 %). Nestes dous consumos enerxéticos a media de gasto nos fogares galegos é superior ao gasto estatal: máis do dobre no caso dos combusibles líquidos (132,09 € fronte aos 67,55 € da media estatal) e case catro veces máis no caso dos combustibles sólidos (57,63 € fronte aos 15,5 8€)(Cadro 3.11). É dicir, **en Galicia reduciuse en parte o gasto medio por familia nestes combustibles, pero se está a dedicar entre o dobre e catro veces máis cartos de media que no resto do Estado a pagar por estes recursos por fogar**.

En canto ao que supoñen estes gastos en termos de distribución porcentual dos gastos familiares en 2021, pódese sinalar que:

- As familias galegas destinan proporcionalmente a mesma parte da súa renda a pagar a electricidade e o gas que a media de fogares do Estado (2,8 %), e mantense na mesma proporción en 2021 que en 2019.
- Por outra banda, a parte da renda destinada a pagar o gas natural polos fogares galegos sitúase lixeiramente por debaixo que a media estatal (0,81 % fronte ao 0,98 %), e obsérvase un certo incremento (do 0,71 % ao 0,81 %) entre 2019 e 2021.
- O peso do gasto en combustibles líquidos sobre o total da renda dispoñible, ainda que se reduce, dobra o peso estatal (0,46 % fronte ao 0,23 %). Pola súa banda, a proporción do gasto en combustibles sólidos dos fogares galegos sobre a renda total, pese a reducirse do 0,3 % ao 0,2 % entre 2019 e 2021, aínda cuadriplica á media estatal (0,20 % fronte ao 0,05 %).

Cabe esperar que os vindeiros datos do INE para o ano 2022 en relación co "Gasto total, gastos medios e distribución do gasto dos fogares" incorporarán subas importantes neste tipo de recursos enerxéticos debido á inflación provocada polas tensións xeopolíticas e os movementos nos mercados da enerxía (petróleo e gas natural, fundamentalmente).

2.2. Análise en profundidade do gasto enerxético nas familias galegas no ano 2021. Microdatos da Enquisa de Orzamentos Familiares (INE, 2021).

A continuación, proponse unha análise do perfil de gasto das familias galegas en relación co consumo de enerxía en porcentaxe de gasto, a partir dos microdatos da Enquisa de Orzamentos Familiares do INE para 2021. Proponse dividir o gasto enerxético "Total" nos seguintes conceptos:

- Gasto en "Enerxía doméstica"[5]: é o gasto agregado dos conceptos de gasto individual dentro dun fogar ou vivenda. Inclúe o gasto en electricidade, gas natural, gas butano, combustibles líquidos e en calor-biomasa.
- Gasto en "Transporte": defínese como o gasto en mobilidade. Pódese distinguir dentro deste o gasto en gasolina, en diésel e no transporte público.

Así mesmo, propóñense a continuación distintas clasificacións para facilitar a análise e a comparación dos datos de Galicia cos datos agregados para o conxunto do Estado.

2.2.1. Gasto en enerxía en Galicia por zonas: rural, semiurbana e urbana

O perfil de gasto en enerxía é maior no rural que nas cidades: representa o 11 % do gasto dos fogares no rural, fronte ao 7 % de media no ámbito urbano. Esta diferenza, que representa un peso do consumo enerxético no rural superior ao do urbano en máis do 50 %, dáse tanto no ámbito doméstico como no do transporte.

Cadro 3.12: Enquisa de gasto en enerxía nos fogares como porcentaxe do gasto total (2021). Datos para Galicia por zonas e quintís[6] de gasto. Fonte: INE

	ENERXÍA DOMÉSTICA						TRANSPORTE-MOBILIDADE				GASTO TOTAL
	Electricidade	Gas natural	Gas butano	Combustibles líquidos	Calor-biomasa	Total gasto en enerxía doméstica	Gasolina	Diésel	Transporte público	Total gasto en transporte-mobilidade	Total enerxía doméstica e transporte-mobilidade
Rural	**3,1 %**	**0,2 %**	**0,7 %**	**0,7 %**	**0,5 %**	**5,1 %**	**1,1 %**	**4,8 %**	**0,2 %**	**6,1 %**	**11,2 %**
1º quintil	4,8 %	0,2 %	0,7 %	0,4 %	0,7 %	6,8 %	0,8 %	3,6 %	0,1 %	4,5 %	11,3 %
2º quintil	3,6 %	0,2 %	0,6 %	0,9 %	0,5 %	5,9 %	0,7 %	4,5 %	0,4 %	5,6 %	11,5 %
3º quintil	3,4 %	0,2 %	1,4 %	0,7 %	0,5 %	6,2 %	1,3 %	5,0 %	0,0 %	6,3 %	12,6 %
4º quintil	2,6 %	0,2 %	0,3 %	0,8 %	0,5 %	4,4 %	0,9 %	6,0 %	0,2 %	7,1 %	11,5 %
5º quintil	2,0 %	0,0 %	0,5 %	0,6 %	0,3 %	3,4 %	1,5 %	4,4 %	0,4 %	6,3 %	9,7 %
Semi Urbana	**2,9 %**	**0,5 %**	**0,3 %**	**0,5 %**	**0,1 %**	**4,3 %**	**2,2 %**	**2,8 %**	**0,3 %**	**5,4 %**	**9,7 %**
1º quintil	4,0 %	0,9 %	0,7 %	0,4 %	0,1 %	6,2 %	0,4 %	3,0 %	0,3 %	3,6 %	9,8 %
2º quintil	4,1 %	0,6 %	0,3 %	0,5 %	0,2 %	5,8 %	2,5 %	2,0 %	0,3 %	4,8 %	10,6 %
3º quintil	3,1 %	0,3 %	0,2 %	0,9 %	0,1 %	4,6 %	2,0 %	2,0 %	0,2 %	4,1 %	8,8 %
4º quintil	2,8 %	0,5 %	0,2 %	0,6 %	0,1 %	4,2 %	3,3 %	3,6 %	0,4 %	7,2 %	11,4 %
5º quintil	2,0 %	0,3 %	0,3 %	0,3 %	0,1 %	3,0 %	2,1 %	3,1 %	0,4 %	5,6 %	8,6 %
Urbana	**2,5 %**	**0,7 %**	**0,1 %**	**0,3 %**	**0,0 %**	**3,6 %**	**1,2 %**	**2,2 %**	**0,6 %**	**4,1 %**	**7,6 %**
1º quintil	4,2 %	0,7 %	0,6 %	0,4 %	0,0 %	6,0 %	0,6 %	0,7 %	0,3 %	1,6 %	7,6 %
2º quintil	3,2 %	0,7 %	0,2 %	0,3 %	0,0 %	4,5 %	0,9 %	2,0 %	0,4 %	3,3 %	7,8 %
3º quintil	2,9 %	0,7 %	0,2 %	0,2 %	0,0 %	3,9 %	0,9 %	2,9 %	1,3 %	5,2 %	9,1 %
4º quintil	2,4 %	0,9 %	0,1 %	0,2 %	0,1 %	3,7 %	2,2 %	2,7 %	0,6 %	5,5 %	9,2 %
5º quintil	1,7 %	0,5 %	0,0 %	0,3 %	0,0 %	2,6 %	1,1 %	2,1 %	0,5 %	3,7 %	6,2 %
Total Xeral Galicia	**2,8 %**	**0,4 %**	**0,4 %**	**0,5 %**	**0,2 %**	**4,3 %**	**1,4 %**	**3,2 %**	**0,4 %**	**5,1 %**	**9,4 %**

En canto a **enerxía doméstica**, relativa aos recursos enerxéticos empregados no fogar, pódese salientar que:

- En electricidade, a poboación rural destina en torno a un 3,1 % do gasto, mentres que na cidade este consumo está lixeiramente por debaixo (2,5 %). Isto pode deberse tanto ao feito dunha maior factura pola necesidade de contratación dun maior termo de potencia debido ás maiores necesidades enerxéticas atendendo ao maior tamaño da vivenda, xunto cun maior número ou maior potencia dos electrodomésticos (arcóns,

[5] Exclúese o gasto en carbón por ser moi reducido

[6] O primeiro quintil agrupa a persoas co menor gasto, e o quinto quintil a aquelas que realizan o maior gasto na economía.

estufas, etc.) en vivendas rurais fronte ás urbanas, máis pequenas e con menor espazo para o almacenamento.

- O consumo de gas natural é maior canto maior concentración e número de habitantes hai no núcleo de poboación. Así no rural apenas supón o 0,2 % do gasto total, mentres que no ámbito urbano o seu gasto sube ate o 0,7 %. A propia infraestrutura condiciona o acceso a este recurso, xa que é nas cidades onde se xeneralizou o seu uso grazas á dispoñibilidade das instalacións necesarias para as comunidades de veciños en edificios. É por iso que nestes momentos de prezos elevados do gas, os efectos notaranse máis en poboacións urbanas e semi-urbanas que no rural.
- Ao contrario que o gas natural, o gas butano e os combustibles líquidos (gasóleo, fuel-oil, petróleo lampante, principalmente) están máis estendidos no rural (0,7 %) que no urbano (0,1 %-0,3 %). De feito, hai un uso decrecente a medida que o núcleo de poboación vai ampliándose. Isto pode deberse seguramente ao tipo de instalación para cociñar e ao sistema de calefacción-auga quente sanitaria empregado. Así, nos fogares urbanos hai unha maior presenza de dispositivos eléctricos para estes usos, mentres que no rural hai unha maior presenza de sistemas que empregan estes combustibles.
- O uso de biomasa para calefacción e auga quente sanitaria, insignificante no ámbito urbano, é unha opción habitual no ámbito rural, xa que o seu carácter descentralizado e autónomo adáptase mellor ás súas necesidades enerxéticas, condicionadas pola dispersión.

Da análise do gasto que fan os fogares para a **mobilidade** pódense extraer as seguintes ideas:

- Nos fogares galegos o gasto en combustibles para o transporte privado é once veces o destinado ao trasporte público (4,6 % fronte ao 0,4 %).
- O transporte público ten máis peso canto maior é o núcleo de poboación. Isto supón unha seria barreira para descarbonización do transporte en Galicia, xa que no rural o transporte público ten unha oferta moito máis reducida que nas cidades, o que multiplica o illamento da poboación condicionada pola dispersión, que ve no vehículo privado a única opción de mobilidade. A suba dos prezos dos combustibles, por tanto, terá un maior impacto no rural, pois ese encarecemento afecta en maior medida ao transporte privado.
- Por combustibles, hai unha clara prevalencia do diésel: 3,2 % fronte ao 1,4 % da gasolina. Pódese observar, ademais, como no rural esta diferenza se acentúa, xa que o gasto en diesel é catro veces o de gasolina (4,8 % diésel; 1,1 % gasolina), o cal indica que o parque móbil no rural é fundamentalmente diésel[7]. Isto vai ser un condicionante no futuro, xa que este tipo de vehículos están chamados a desaparecer ou a ver reducido o seu número nos vindeiros dez anos, con posibles subas de impostos relacionados co seu uso e mantemento. En zonas semiurbanas hai un maior reparto entre as tres opcións de mobilidade, o gasto en gasolina e diésel case se iguala, e sube lixeiramente o gasto en transporte público. É o propio perfil deste tipo de núcleo o que favorece un maior acceso ao transporte público, así como a vehículos de gasolina para traxectos curtos. Xa nas cidades, o gasto en transporte público é tres veces o do rural e o dobre que nos núcleos semi-urbanos, o que permite reducir o consumo en gasolina e diésel, favorecido tamén pola redución das distancias nas cidades en comparación coa mobilidade no rural ou en núcleos semiurbanos.

2.2.1.1. Análise por quintís de gasto O quintil da poboación con maior nivel de gasto é no que a enerxía supón menor porcentaxe do seu consumo, tanto no rural como no ámbito urbano e semiurbano. A poboación pertencente ao 20 % con maiores recursos destina unha parte menor do seu gasto ao pago da enerxía que o resto da poboación, unha diferenza que alcanza dous puntos porcentuais. Non obstante, fora deste quintil a relación entre capacidade de gasto e consumo enerxético relativo non presenta unha pauta clara: no entorno urbano,

[7] A proporción de vehículos matriculados de gasolina e diésel sobre o total mantense para Galicia nun 45 % gasolina e 55 % diésel entre os anos 2018 e 2020 segundo datos da Axencia Tributaria.

a porcentaxe de gasto destinada a enerxía sube lixeiramente co nivel de gasto, do quintil 1 ao 4, no rural é semellante nos catro primeiros quintís (co máximo no 3), e no semiurbano os máximos danse nos quintís 2 e 4.

Das distintas categorías de gasto en enerxía, aquela na que a relación entre nivel económico en gasto relativo vese con maior claridade e na da electricidade: en cada un dos tres ámbitos, rural urbano e semiurbano, a porcentaxe de gasto destinada á electricidade do quintil pola poboación con menor capacidade de gasto é máis do dobre que a porcentaxe do quintil con maior nivel económico.

En transporte, o máximo peso do consumo de gasolina e diésel dáse normalmente nos niveis económicos medio-altos (quintís 3 e 4).

2.2.1.2. Carteira de recursos enerxéticos empregados polas familias galegas A combinación de tecnoloxías empregadas no rural é máis ampla que nas cidades. Así, mentres que no rural hai unha maior diversificación de fontes, liderada polo uso da electricidade pero na que teñen presenza tanto o gas natural como o gas butano, os combustibles líquidos e a biomasa, nas cidades o gasto enerxético concéntrase principalmente en electricidade e gas natural.

2.2.1.3. Comparación co resto do Estado Ao comparala coa situación media estatal (Cadro 3.13), obsérvanse diferenzas que permiten debullar a realidade galega.

Cadro 3.13: Enquisa de gasto en enerxía nos fogares como porcentaxe do gasto total (2021). Datos para o conxunto do Estado por zonas e quintís de gasto. Fonte: INE

	ENERXÍA DOMÉSTICA						TRANSPORTE-MOBILIDADE				GASTO TOTAL
	Electricidade	Gas natural	Gas butano	Combustibles líquidos	Calor-biomasa	Total gasto en enerxía doméstica	Gasolina	Diésel	Transporte público	Total gasto en transporte-mobilidade	Total enerxía doméstica e transporte-mobilidade
Rural	**3,3 %**	**0,5 %**	**0,4 %**	**0,6 %**	**0,2 %**	**4,9 %**	**2,0 %**	**3,2 %**	**0,4 %**	**5,5 %**	**10,5 %**
1º quintil	5,1 %	0,5 %	0,6 %	0,6 %	0,2 %	6,9 %	1,4 %	2,8 %	0,4 %	4,6 %	11,5 %
2º quintil	4,0 %	0,5 %	0,5 %	0,7 %	0,2 %	5,9 %	1,9 %	3,3 %	0,2 %	5,5 %	11,4 %
3º quintil	3,3 %	0,5 %	0,4 %	0,7 %	0,2 %	5,1 %	2,2 %	3,8 %	0,4 %	6,3 %	11,4 %
4º quintil	2,7 %	0,5 %	0,3 %	0,6 %	0,2 %	4,4 %	2,2 %	3,3 %	0,4 %	5,9 %	10,3 %
5º quintil	2,1 %	0,4 %	0,3 %	0,5 %	0,1 %	3,5 %	1,9 %	2,7 %	0,5 %	5,1 %	8,6 %
Semi Urbana	**2,9 %**	**0,7 %**	**0,2 %**	**0,2 %**	**0,0 %**	**4,0 %**	**2,2 %**	**2,0 %**	**0,6 %**	**4,8 %**	**8,8 %**
1º quintil	4,9 %	0,8 %	0,4 %	0,1 %	0,0 %	6,3 %	1,7 %	1,7 %	0,5 %	3,8 %	10,1 %
2º quintil	3,8 %	0,8 %	0,3 %	0,2 %	0,0 %	5,2 %	2,0 %	2,0 %	0,8 %	4,8 %	10,0 %
3º quintil	3,2 %	0,7 %	0,1 %	0,2 %	0,0 %	4,3 %	2,3 %	2,2 %	0,4 %	4,9 %	9,2 %
4º quintil	2,7 %	0,7 %	0,1 %	0,2 %	0,0 %	3,8 %	2,5 %	2,0 %	0,5 %	5,1 %	8,9 %
5º quintil	1,9 %	0,6 %	0,1 %	0,2 %	0,0 %	2,9 %	2,1 %	2,0 %	0,6 %	4,7 %	7,6 %
Urbana	**2,6 %**	**1,0 %**	**0,1 %**	**0,1 %**	**0,0 %**	**3,7 %**	**1,7 %**	**1,4 %**	**0,9 %**	**3,9 %**	**7,6 %**
1º quintil	4,5 %	1,2 %	0,3 %	0,1 %	0,0 %	6,1 %	1,2 %	1,1 %	0,8 %	3,1 %	9,2 %
2º quintil	3,4 %	1,3 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	4,9 %	1,7 %	1,3 %	0,9 %	3,9 %	8,8 %
3º quintil	3,0 %	1,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	4,4 %	1,6 %	1,5 %	0,8 %	3,9 %	8,3 %
4º quintil	2,4 %	1,0 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	3,6 %	1,9 %	1,5 %	0,9 %	4,3 %	7,9 %
5º quintil	1,8 %	0,8 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	2,7 %	1,7 %	1,3 %	0,9 %	3,9 %	6,6 %
Total Xeral Estado	**2,8 %**	**0,8 %**	**0,2 %**	**0,2 %**	**0,1 %**	**4,1 %**	**1,9 %**	**1,9 %**	**0,7 %**	**4,5 %**	**8,6 %**

- No ámbito rural, dentro do gasto en enerxía doméstica, a nivel estatal faise un maior esforzo para pagar o gas natural (0,5 % fronte ao 0,2 % galego) o que é indicativo dun maior acceso a este tipo de infraestrutura que en Galicia. De forma contraria, en Galicia esténdese o uso do gas butano e da biomasa para xerar calor e dobra o valor medio do resto do Estado (0,5 % fronte ao 0,2 % -biomasa- e 0,7 % fronte ao 0,4 % estatal do gasto en butano). Así mesmo, hai maior presenza do gasto en diésel (4,8 % en Galicia fronte ao 3,2 %) e a metade do gasto en gasolina que na media do Estado. No rural estatal faise o dobre de gasto en transporte público, o que pode ser indicativo da ausencia dun servizo accesible e resolutivo para a poboación do rural galego. No seu conxunto, o rural galego ten que destinar maior parte do gasto tanto á enerxía doméstica como ao transporte.
- Dentro da realidade das cidades, en enerxía doméstica obsérvase un maior gasto a nivel estatal en gas natural (1 % fronte ao 0,7 % galego), permanecendo o resto de porcentaxes de consumo en niveis similares. Do mesmo xeito que pasaba no rural, en Galicia hai unha prevalencia polo diésel (2,2 % fronte ao 1,4 % estatal) e un lixeiro menor gasto en gasolina (1,2 % fronte ao 1,7 % estatal). De novo as diferenzas en canto á proporción de gasto destinado ao pago do transporte público, cunha maior proporción de gasto na media estatal (0,9 %) que na galega (0,6 %), aconsellan revisar o modelo de transporte público no territorio.

- Finalmente, aínda que a proporción do gasto en enerxía doméstica é similar no Estado e en Galicia, de media, obsérvase como en Galicia destínase unha maior proporción do gasto a pagar o transporte, que é fundamentalmente privado (gasolina e sobre todo diésel), xa que o transporte público ten unha menor presenza porcentual que no resto do Estado.

2.2.2. Gasto enerxético en Galicia por tipoloxía do núcleo familiar

Poñendo o foco na tipoloxía de núcleo familiar, pódense observar diferenzas (Cadro 3.14).

Cadro 3.14: Enquisa de gasto en enerxía nos fogares como porcentaxe do gasto total (2021). Datos para Galicia por tipoloxía do núcleo familiar. Fonte: INE

	ENERXÍA DOMÉSTICA						TRANSPORTE-MOBILIDADE				GASTO TOTAL
	Electricidade	Gas natural	Gas butano	Combustibles líquidos	Calor-biomasa	Total gasto en enerxía doméstica	Gasolina	Diésel	Transporte público	Total gasto en transporte-mobilidade	Total enerxía doméstica e transporte-mobilidade
Hippies	2,9 %	0,2 %	0,4 %	0,7 %	0,3 %	4,6 %	1,2 %	3,3 %	0,4 %	4,9 %	9,5 %
Maiores que viven sós	4,0 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,4 %	6,0 %	0,8 %	0,8 %	0,2 %	1,8 %	7,7 %
Monomarental	2,8 %	0,4 %	0,5 %	0,3 %	0,2 %	4,3 %	2,1 %	2,6 %	0,3 %	5,0 %	9,4 %
Parellas de anciáns	3,3 %	0,5 %	0,3 %	0,8 %	0,3 %	5,1 %	1,0 %	2,7 %	0,1 %	3,9 %	9,0 %
Parellas con fillos	2,6 %	0,5 %	0,4 %	0,4 %	0,2 %	4,0 %	1,4 %	4,0 %	0,6 %	6,0 %	10,0 %
Parellas sen fillos	2,4 %	0,6 %	0,3 %	0,4 %	0,1 %	3,7 %	2,1 %	3,4 %	0,3 %	5,8 %	9,6 %
Solteiras/os	2,4 %	0,5 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	3,3 %	1,3 %	3,2 %	0,6 %	5,1 %	8,3 %
Total Xeral Galicia	**2,8 %**	**0,4 %**	**0,4 %**	**0,5 %**	**0,2 %**	**4,3 %**	**1,4 %**	**3,2 %**	**0,4 %**	**5,1 %**	**9,4 %**

No seu conxunto, o maior gasto total en enerxía doméstica e transporte recae nos fogares de parellas, con fillos/as e sen fillos/as e as hippies e monomarentais, todos por riba do 9 %. O menor gasto dáse nas persoas que viven soas, maiores ou solteiras.

O maior gasto en enerxía doméstica, e en especial en electricidade, realízano os maiores que viven sos e as parellas de anciáns bastante por riba do resto de tipos de familias. Unha diversidade de factores pode explicar este feito, dende unha menor renda dispoñible ata unha posible ausencia de asesoramento para tratar de conseguir mellores prezos de electricidade ou o mantemento de vivendas grandes e con menor nivel de eficiencia. De igual forma, estes dous grupos de fogares son os que presentan un maior gasto en biomasa, o cal é lóxico dada a concentración desta fonte no rural, onde o envellecemento da poboación é máis notable.

Os fogares que presentan un maior gasto en mobilidade son os de parellas con e sen fillos/as, cun valor en torno ao 6 % por diante das monomarentais (5 %). Posiblemente nos de parellas sen fillos/as as razóns haxa que buscalas ademais de en viaxes de ocio, nos desprazamentos diarios por motivos laborais (para os que empregan en menor medida o transporte público), e nas parellas con fillos/as a propia xestión familiar do día a día conduce a empregar tanto o transporte público como o vehículo privado.

Os fogares que maior gasto fan en transporte público son as parellas con fillos e os fogares de persoas solteiras, case dobrando o gasto que fan deste servizo as parellas sen fillos e as monomarentais, que prefiren o vehículo privado (cun maior gasto en diésel que en gasolina). Tamén as parellas con fillos son as que maior gasto presentan en diésel, con diferenza sobre o resto.

En comparación co resto do Estado atópanse certas diferenzas (Cadro 3.15).

- En Galicia dedícase case un punto porcentual máis a pagar o gasto total en enerxía (9,4 %) que no resto do Estado (8,6 %), punto porcentual que se pode vincular co gasto en transporte, xa que o gasto en enerxía doméstica é similar (4,1 %-4,3 %).

- Obsérvase así un maior gasto en mobilidade, xa que en Galicia se destina de media o 5,1 % do gasto para o transporte e no Estado de media o 4,5 %, por casusa do gasto en diésel, que en Galicia de media é 1,7 veces o do Estado.

- Constátase como de media no resto do Estado o gasto en transporte público case dobra ao galego (0,7 % estatal fronte ao 0,4 % galego). É lóxico vencellar este feito á oferta de

Cadro 3.15: Enquisa de gasto en enerxía nos fogares como porcentaxe do gasto total (2021). Datos para o conxunto do Estado por tipoloxía do núcleo familiar. Fonte: INE

	ENERXÍA DOMÉSTICA						TRANSPORTE-MOBILIDADE				GASTO TOTAL
	Electricidade	Gas natural	Gas butano	Combustibles líquidos	Calor-biomasa	Total gasto en enerxía doméstica	Gasolina	Diésel	Transporte público	Total gasto en transporte-mobilidade	Total enerxía doméstica e transporte-mobilidade
Hippies	3,0 %	0,6 %	0,2 %	0,3 %	0,1 %	4,1 %	2,0 %	2,0 %	1,0 %	4,9 %	9,0 %
Maiores que viven sós	3,4 %	1,0 %	0,2 %	0,3 %	0,1 %	5,0 %	0,6 %	0,4 %	0,3 %	1,3 %	6,3 %
Monomarental	2,9 %	0,8 %	0,2 %	0,2 %	0,0 %	4,2 %	1,7 %	1,5 %	0,8 %	4,0 %	8,2 %
Parellas de anciáns	3,2 %	0,9 %	0,2 %	0,4 %	0,1 %	4,7 %	1,4 %	1,5 %	0,3 %	3,1 %	7,8 %
Parellas con fillos	2,6 %	0,8 %	0,2 %	0,2 %	0,0 %	3,8 %	2,1 %	2,3 %	0,8 %	5,2 %	9,0 %
Parellas sen fillos	2,6 %	0,8 %	0,1 %	0,2 %	0,0 %	3,7 %	2,2 %	2,3 %	0,8 %	5,3 %	9,1 %
Solteiras/os	2,9 %	0,8 %	0,1 %	0,2 %	0,0 %	4,0 %	1,8 %	2,0 %	0,8 %	4,6 %	8,6 %
Total Xeral Estado	**2,8 %**	**0,8 %**	**0,2 %**	**0,2 %**	**0,1 %**	**4,1 %**	**1,9 %**	**1,9 %**	**0,7 %**	**4,5 %**	**8,6 %**

transporte público que teñen á súa disposición os galegos e galegas, condicionados ademais pola dispersión da poboacion.

- En perfil de gasto en enerxía doméstica as diferenzas radican en comparación co resto do Estado cunha menor presenza do gas natural (a metade do gasto porcentual) e o dobre de gasto en gas butano, combustibles líquidos e biomasa.

2.2.3. Gasto enerxético en Galicia por perfil de idade e por xénero

No referente ao **gasto total en enerxía**, os tres perfís de idade presentan en Galicia un comportamento similar, entre o 9,5 % do gasto dedicado á enerxía pola persoas adultas e o 8,8 % das persoas anciás. En todo caso, en Galicia o gasto en enerxía pesa en torno a un punto más sobre o consumo total que no resto do Estado.

Cadro 3.16: Enquisa de gasto en enerxía nos fogares como porcentaxe do gasto total (2021). Datos para Galicia e para o conxunto do Estado por idade e por xénero. Fonte: INE.

GALICIA	ENERXÍA DOMÉSTICA						TRANSPORTE-MOBILIDADE				GASTO TOTAL
	Electricidade	Gas natural	Gas butano	Combustibles líquidos	Calor-biomasa	Total gasto en enerxía doméstica	Gasolina	Diésel	Transporte público	Total gasto en transporte-mobilidade	Total enerxía doméstica e transporte-mobilidade
Adulta/o	2,5 %	0,5 %	0,3 %	0,4 %	0,1 %	3,7 %	1,6 %	3,7 %	0,4 %	5,8 %	9,5 %
Home	2,5 %	0,5 %	0,3 %	0,4 %	0,1 %	3,7 %	1,7 %	4,0 %	0,4 %	6,0 %	9,7 %
Muller	2,6 %	0,6 %	0,3 %	0,3 %	0,1 %	3,8 %	1,5 %	3,2 %	0,5 %	5,2 %	9,0 %
Anciá/án	3,4 %	0,4 %	0,4 %	0,7 %	0,4 %	4,9 %	1,1 %	2,2 %	0,4 %	3,7 %	8,6 %
Home	3,3 %	0,4 %	0,4 %	0,7 %	0,3 %	4,8 %	1,3 %	2,9 %	0,4 %	4,5 %	9,3 %
Muller	3,6 %	0,4 %	0,5 %	0,7 %	0,4 %	5,1 %	0,7 %	0,9 %	0,5 %	2,1 %	7,2 %
Moza/o	2,3 %	0,4 %	0,6 %	0,1 %	0,2 %	3,4 %	1,1 %	4,3 %	0,5 %	6,0 %	9,3 %
Home	2,3 %	0,3 %	0,7 %	0,1 %	0,2 %	3,5 %	1,2 %	4,6 %	0,6 %	6,4 %	9,9 %
Muller	2,2 %	0,4 %	0,4 %	0,0 %	0,0 %	3,1 %	1,1 %	3,5 %	0,4 %	5,0 %	8,1 %
Total Xeral Galicia	**2,8 %**	**0,4 %**	**0,4 %**	**0,5 %**	**0,2 %**	**4,3 %**	**1,4 %**	**3,2 %**	**0,4 %**	**5,1 %**	**9,4 %**

ESTADO	ENERXÍA DOMÉSTICA						TRANSPORTE-MOBILIDADE				GASTO TOTAL
	Electricidade	Gas natural	Gas butano	Combustibles líquidos	Calor-biomasa	Total gasto en enerxía doméstica	Gasolina	Diésel	Transporte público	Total gasto en transporte-mobilidade	Total enerxía doméstica e transporte-mobilidade
Adulta/o	2,7 %	0,8 %	0,1 %	0,2 %	0,0 %	3,8 %	2,1 %	2,2 %	0,8 %	5,1 %	8,8 %
Home	2,7 %	0,8 %	0,2 %	0,2 %	0,0 %	3,8 %	2,2 %	2,3 %	0,8 %	5,3 %	9,1 %
Muller	2,7 %	0,9 %	0,1 %	0,2 %	0,0 %	3,8 %	1,9 %	1,7 %	0,9 %	4,5 %	8,3 %
Anciá/án	3,1 %	0,9 %	0,2 %	0,4 %	0,1 %	4,6 %	1,3 %	1,3 %	0,4 %	3,0 %	7,6 %
Home	3,1 %	0,8 %	0,3 %	0,4 %	0,1 %	4,5 %	1,5 %	1,6 %	0,4 %	3,5 %	8,0 %
Muller	3,3 %	1,0 %	0,2 %	0,3 %	0,1 %	4,8 %	0,9 %	0,7 %	0,4 %	2,0 %	6,7 %
Moza/o	2,8 %	0,7 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %	3,8 %	2,3 %	2,4 %	0,8 %	5,5 %	9,3 %
Home	2,8 %	0,7 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	3,9 %	2,1 %	2,6 %	0,6 %	5,3 %	9,2 %
Muller	2,7 %	0,7 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	3,6 %	2,6 %	2,1 %	1,2 %	5,9 %	9,5 %
Total Xeral Estado	**2,8 %**	**0,8 %**	**0,2 %**	**0,2 %**	**0,1 %**	**4,1 %**	**1,9 %**	**1,9 %**	**0,7 %**	**4,5 %**	**8,6 %**

Sen embargo, si que se observan diferenzas nas pautas de consumo dos distintos grupos de idade cando distinguimos entre o consumo de enerxía doméstica e en transporte.

Consistentemente co sinalado nos apartados anteriores, **son os anciáns os que presentan o maior gasto en enerxía doméstica** (4,9 %) fronte a un gasto de 3,4 %-3,7 % da mocidade e dos adultos. Pola contra, **son os anciáns os que menos cartos destinan para o gasto en mobilidade**, 3,7 % fronte ao 5,8 % dos adultos ou o 6,0 % do gasto da mocidade. Isto conduce a un equilibrio final no gasto total comentado anteriormente.

O gasto en **transporte público** en Galicia é similar para a xente adulta como para a mocidade (0,4 %-0,5 %). Sen embargo supón en ambos casos a metade do que se destina no conxunto do Estado (0,8 %). Destaca incluso o 1,2 % de gasto en transporte público da mocidade feminina no conxunto do Estado, o que supón tres veces máis de gasto que en Galicia. En diésel confírmase, así mesmo, como a porcentaxe de gasto medio en Galicia é un 70 % superior ao do Estado. En gasolina sucede o contrario, pero a diferenza é menor (1,4 % en Galicia, fronte ao 1,9 % no Estado). A mocidade é quen manifesta unha maior preferenza polo diésel (4,3 %) fronte á gasolina (1,1 %) e os que empregan unha lixeira maior proporción do transporte público (0,5 % fronte ao dato medio do 0,4 %). Por xénero, en Galicia son os homes os que realizan o maior gasto, cunha diferenza que alcanza o 2,4 % do gasto no segmento de anciáns, pero as diferenzas explícanse na súa práctica totalidade polo transporte privado, sobre todo o diésel. En España a pauta é semellante, aínda que as diferenzas por xénero son menores.

Desta análise do gasto derívase que das bonificacións aprobadas na segunda parte do ano 2022 para axudar á poboación na factura enerxética e de mobilidade, as que terán máis impacto en Galicia serán as relativas ao consumo de combustibles nas estacións de servizo polo maior gasto que hai en Galicia fronte ao resto do Estado, sobre todo no referido ao diésel, cunha maior afectación no rural fronte aos espazos urbanos. Pola contra, as axudas ao uso do transporte público terán menos impacto en Galicia, especialmente no rural, que no resto do Estado.

2.3. A pobreza enerxética en Galicia

Por pobreza enerxética enténdese aquela situación dun fogar no que os seus membros non poden satisfacer as necesidades básicas de fornecementos de enerxía e/ou teñen que destinar unha parte desproporcionada dos seus ingresos ao gasto enerxético da vivenda. Isto normalmente ven derivado dun nivel de ingresos insuficiente e dun espazo habitacional que pode estar caracterizado por non ser eficiente no uso e nas necesidades da enerxía.

Na actualidade está en vigor a Estratexia Nacional contra a Pobreza Enerxética 2019-2024, aprobada por Acordo do Consello de Ministros do 5 de abril de 2019. O obxectivo desta estratexia é o de definir o diagnóstico "comprensivo e transversal da pobreza enerxética" para poder establecer as medidas de actuación precisas para reducir o número de fogares que se atopan nesta situación.

Propóñense os seguintes catro indicadores de pobreza enerxética:

- Un gasto en fornecementos enerxéticos desproporcionado sobre o nivel de ingresos (2M): entendido como aquela porcentaxe de fogares cun gasto enerxético que en relación cos seus ingresos é máis do dobre da mediana estatal.

- Un gasto enerxético excesivamente baixo ou de pobreza enerxética escondida (HEP), establecido a partir da porcentaxe de fogares cun gasto enerxético absoluto menor á metade da mediana[8] estatal.

- A incapacidade para manter unha temperatura axeitada no fogar, medido a través da porcentaxe da poboación que non pode manter a súa vivenda a unha temperatura axeitada.

- O retraso no pagamento de facturas, a partir da porcentaxe da poboación que ten retrasos no pagamento das facturas nos fornecementos do fogar.

[8] A mediana é o valor que, una vez ordenados os datos, está no 50 %, deixando a metade das observacións por riba e a metade por baixo. A diferenza da media, non se ve afectada pola existencia de valores extremos.

A continuación preséntanse os resultados para Galicia e para o resto do Estado dos catro indicadores de pobreza enerxética segundo os datos do Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico (MITERD 2021a) e se comentan.

Cadro 3.17: Valores dos indicadores de pobreza enerxética para o Estado, para Galicia e para media das zonas climáticas C e D ás que pertencen as provincias galegas. Datos para os anos 2017 ao 2020. Fonte: Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico (2021)

Indicador primario	Rexión	2017	2018	2019	2020
Gasto desproporcionado 2M (% fogares)	Estado	17,30	16,90	16,70	16,80
	Galicia	15,70	n.d.	17,11	13,86
	Media Zonas C-D	15,99	15,91	15,63	15,01
Pobreza enerxética escondida HEP (% fogares)	Estado	10,72	10,98	10,57	10,31
	Galicia	13,53	12,94	11,96	10,48
	Media Zonas C-D	n.d.	n.d.	7,90	7,37
Temperatura desaxeitada na vivenda en inverno (% poboación)	Estado	8,00	9,10	7,60	10,90
	Galicia	6,70	4,80	6,00	9,60
	Media Zonas C-D	7,20	8,65	7,40	10,00
Retraso no pagamento de facturas de fornecementos da vivenda (% poboación)	Estado	7,40	7,20	6,60	9,60
	Galicia	3,60	2,80	4,40	5,00
	Media Zonas C-D	5,00	6,25	5,55	8,20

Os datos dos indicadores a nivel estatal sinalan un impacto negativo do COVID-19 na pobreza enerxética dos fogares. Os confinamentos conduciron a moitas persoas en situación de vulnerabilidade a perder os seus empregos ou a non poder atopalos. Isto provocou unha diminución das rendas dispoñibles, o que levou a maiores esforzos para pagar a factura enerxética e a destinar unha maior proporción dos ingresos ao gasto enerxético. Así empeoraron os indicadores de temperatura no fogar e no retraso no pagamento de facturas e se mantivo estable o indicador de gasto enerxético desproporcionado, mellorando levemente o de pobreza enerxética escondida.

Entre as medidas que se levaron a cabo para minorar o impacto negativo do COVID-19 estiveron a creación de novos colectivos de consumidores vulnerables perceptores do bono social, a ampliación ou prórroga do bono social para evitar caducidades durante o confinamento e meses posteriores, e a prohibición do corte do fornecemento de gas e electricidade para consumidores vulnerables.

A nivel estatal distínguense ate 6 zonas climáticas (da A á E, e a alfa). As provincias galegas da Coruña, Pontevedra e a zona occidental da de Ourense encádranse teñen a clasificación "C", mentres que a provincia de Lugo e a zona oriental da provincia de Ourense pertencen á zona "D"[9]. En Galicia antes da pandemia dous dos indicadores de pobreza enerxética (2M e HEP) eran peores que os do conxunto do Estado e que os das zonas climáticas semellantes, mentres que os outros dous, o de temperatura e o de retrasos nos pagamentos, eran mellores. Na pandemia, a evolución destes indicadores foi moito mellor en Galicia, agás no de temperatura, na que o empeoramento en Galicia foi moito maior que no Estado e nas Zonas C e D: nos indicadores 2M e HEP Galicia mellorou substancialmente, mentres que nas outras áreas as variacións foron pequenas, e no indicador de retrasos nos pagamentos o empeoramento, moi forte a nivel global, foi aquí moderado. Parece lóxico pensar que o menor impacto económico do COVID-19 en Galicia (a variación do PIB en 2020, -9,1 %, fronte ó -11,3 % para o conxunto de España) xustifica un menor impacto tamén na pobreza enerxética; pero o feito de atopar incluso melloras significativas nalgúns indicadores aconsella profundar na análise polo miúdo de cada un de eles, que se aborda de seguido.

En Galicia, no ano 2020 (o último para o que hai información), preto do 14 % dos fogares presentaron un **gasto desproporcionado no relativo ao gasto enerxético**. Así no ano do COVID-19 este valor estivo por debaixo da media estatal, que subiu case ao 17 %. Chama a atención como xusto no ano no que se experimentaron confinamentos e se parou en parte a actividade laboral durante uns meses (provocando a perda de empregos en colectivos vulnerables), o indicador ofrece o menor valor dos últimos catro anos.

Obsérvase ademais como este indicador presenta bastante variabilidade ao longo dos

[9]Outras provincias que pertencen á clasificación "C" son as que pertencen ao resto da cornixa cantábrica, Barcelona, Girona, Toledo, Cáceres ou Badaxoz. Entre as que pertencen á categoría "D" estarían a provincia de Zamora, Palencia, a zona norte da de Salamanca ou Xaén.

últimos catro últimos anos con datos dispoñibles para Galicia (entre o 13,80 % e o 17,11 %). Destaca o dato do ano 2019 para Galicia, no que a porcentaxe de fogares con gasto desproporcionado en enerxía ascendeu ao 17,11 % (catro puntos máis que no ano seguinte), situándose por riba da media estatal (16,70 %) e da media das zonas climáticas C e D nas que se encadra Galicia.

O indicador de **pobreza enerxética escondida** (**HEP**) recolle a porcentaxe de fogares cun gasto enerxético inferior á metade da mediana estatal, o que sería indicativo de fogares que non cobren as necesidades enerxéticas propias do mantemento dun confort mínimo.

No caso galego, atópase en todos os anos da serie 2017-2020 por riba da media de pobreza enerxética escondida estatal. De feito, se tomamos como referencia a media estatal das zonas climáticas "C" e "D" os valores dan en torno ao 6,8 % (comunidades como Asturias, Cantabria ou Castela e León para o 2020 presentan uns valores próximos ao 7 %-8 %), moi por baixo do 12 %-10 % de 2020 para Galicia.

Aínda así, a evolución en Galicia é positiva, xa que se foi reducindo dende 2017, e a mellora no ano do COVID-19 foi moito maior que no resto.

O **indicador de imposibilidade de manter unha temperatura axeitada no fogar** recolle uns valores para o ano 2020 do 9,6 % da poboación para Galicia, por debaixo do 10,90 % da media estatal e do 10 % das zonas C e D. Non obstante, isto é a consecuencia dunha forte converxencia nese último ano, pois Galicia tiña ata 2019 unha importante vantaxe relativa pero empeorou en 2020 moito máis que o resto. Isto foi debido ao impacto negativo da pandemia a nivel laboral, o que conduciu aos fogares afectados a non poder manter o nivel de gasto en calefacción para manter así a temperatura da vivenda en inverno.

Por último, o **indicador sobre o retraso no pagamento das facturas de subministros/fornecemento da vivenda**, recolle uns valores para o ano 2020 do 5 % da poboación para Galicia, moi por debaixo do 9,60 % da media estatal e das zonas C-D. Ao contrario do que sucedía co indicador anterior, neste caso a distancia a favor de Galicia incrementouse en 2020, pois o empeoramento no resto das áreas foi moito máis importante.

2.4. O autoconsumo en Galicia

A Lei 24/2013, do 26 de decembro, do Sector Eléctrico, define o autoconsumo (no artigo 9) e establece como finalidade a de garantir un desenvolvemento ordenado da actividade de autoconsumo atendendo ao mantemento da sustentabilidade técnica e económica do sistema eléctrico no seu conxunto. Posteriormente, o Real Decreto-lei 15/2018, do 5 de outubro, complementa o desenvolvemento normativo e contén medidas urxentes para a transición enerxética e a protección dos consumidores

O autoconsumo vén regulado polas seguintes tres normativas:

- Real Decreto 244/2019, do 5 de abril, polo que se regulan as condicións administrativas, técnicas e económicas do autoconsumo de enerxía eléctrica (PEsp 2019).
- Real Decreto-lei 15/2018, do 5 de outubro, de medidas urxentes para a transición enerxética e a protección dos consumidores (PEsp 2018).
- Lei 24/2013, do 26 de decembro, do Sector Eléctrico (BOE 27/12/2013) (PEsp 2013).

O autoconsumo preséntase baixo dúas modalidades: de subministración con autoconsumo sen excedentes ou con excedentes. A primeira modalidade está definida no artigo 9.1.a, da sinalada Lei 24/2013, do 26 de decembro. Nesta modalidade os dispositivos físicos instalados non inxectan enerxía excedentaria á rede de transporte ou distribución, polo que se establece un único suxeito (artigo 6), o consumidor. A segunda das modalidades, a de subministración con autoconsumo con excedentes, está definida no artigo 9.1.b, da citada Lei. Neste caso inclúese a posibilidade de que se inxecte enerxía excedentaria á rede de transporte e distribución, polo que neste caso habería dous suxeitos -artigo 6-, o suxeito consumidor e o produtor de enerxía. Así mesmo, o autoconsumo poder ser de carácter individual ou colectivo, xa que está permitida a unión ou asociación de consumidores a instalacións de produción próximas que subministren enerxía eléctrica para o seu consumo.

O Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico creou o rexistro administrativo de autoconsumo de enerxía eléctrica. É de tipo telemático, declarativo e de acceso gratuíto. A través deste rexistro pode realizar un seguimento da actividade de autoconsumo

de enerxía eléctrica a través do que poder medir o nivel de cumprimento de obxectivos de presenza renovable e de avance desta forma de produción de enerxía e o seu impacto no sistema. A nivel galego, e por tratarse dunha Comunidade Autónoma con competencias na materia, créase e xestiónase o propio rexistro territorial que inclúe aos consumidores con instalacións de autoconsumo (de calquera modalidade).

Un dos efectos positivos que ten o autoconsumo é o aforro en emisións de CO_2. Así segundo datos da UEF (2022), deixaranse de emitir este ano 2022 en España en torno a 800.000 toneladas de dióxido de carbono. Para calculado tomouse de referencia o dato dos 5.086 kWh que xenera una instalación de autoconsumo para unha vivenda de 3,4 kW de potencia instalada e cunha emisión media de 0,2943 Kg de dióxido de carbono que xenera por kWh producido.

Isto é así grazas aos preto de 2.000 MW de potencia instalada para o autoconsumo en vivendas, o que supón un incremento só no ano 2022 do 67 % (800 MW). Adicionalmente, hai que sumar os 4.000 MW de potencia instalada para o autoconsumo das plantas en solo desenvolvidas por comunidades enerxéticase pemes. Neste último caso o incremento no 2022 alcanzou os 400 MW. O crecemento conxunto acadou o 25 %.

2.4.1. Do "imposto ao sol" de 2015 ás últimas medidas dinamizadoras de 2022: a evolución das novas instalacións de autoconsumo solar fotovoltaico

En outubro de 2015 o Goberno de España incorporou o chamado "imposto ao sol", "peaxe de respaldo" ou "imposto ao autoconsumo" no Real Decreto 900/2015 (PEsp 2015) co que se pretendía garantir a sustentabilidade da rede eléctrica a costa dos usuarios que autoconsumían. Tratábase dun gravame que obrigaba aos usuarios do autoconsumo con placas solares a pagar por estar conectado á rede eléctrica. Eran dous conceptos polos que tiña que pagar: pola potencia instalada se tiña unha potencia instalada de máis de 100 kW ou se contaba con baterías para o almacenamento de enerxía, e pola enerxía consumida, para o que se tiña en conta a diferenza entre a enerxía producida e o excedente que se verte á rede xeral. En todo caso, estaban exentos do pagamento deste gravame, entre outros, aqueles consumidores cunha potencia instalada inferior aos 10 kW ou aquelas non conectadas á rede eléctrica.

Posteriormente, a través do Real Decreto-lei 15/2018, eliminábase este imposto. A Unión Europea declaraba ilegal o mesmo dentro dunha estratexia de dinamización das enerxías renovables co horizonte 2030. Xa no 2022, e de cara a axilizar e dinamizar o autoconsumo, o novo regulamento europeo sobre a instalación de enerxías renovables recolle a posibilidade de que o solicitante de permiso de instalación de autoconsumo reciba o visto bó ao mes de ter solicitado o permiso, sempre que non lle sexa denegado nese tempo pola Administración.

No Cadro 3.18 recóllense os datos de novas instalacións de autoconsumo fotovoltaico segundo datos da Unión Española Fotovoltaica (UEF 2022) ao longo do período 2014-2021 e da Xunta de Galicia. Pódese observar como os incrementos son próximos ao 100 % dun ano para outro, duplicando (excepto en 2020 polo COVID-19), a potencia nova instalada cada ano.

Cadro 3.18: Nova potencia instalada (autoconsumo) de potencia solar fotovoltaica. Fonte: Elaboración propia a partir de datos de UEF (2022) e da Xunta de Galicia.

Ano	Estado			Galicia	
	Nova potencia instalada (MW)	Potencia Acumulada (MW)	Incremento Nova potencia Instalada (%)	Potencia Acumulada (MW)	Potencia Acumulada (%)
2014	22	22			
2015	49	71	123 %		n.d.
2016	55	126	12 %		
2017	122	248	122 %		
2018	236	484	93 %	30	6,20 %
2019	459	943	94 %		n.d.
2020	596	1.539	30 %		
2021	1.203	2.742	102 %	98	3,57 %

No ano 2021 instaláronse 1.203 MW de potencia solar fotovoltaica no Estado. Deles o 32 % é de autoconsumo doméstico ou residencial, un 41 % industrial e un 26 % do sector comercial. Así, o autoconsumo doméstico pasou do 19 % sobre o total en 2020 a máis do 32 % en 2021.

A achega de Galicia en 2018 sobre a potencia de autoconsumo solar fotovoltaico acumulada era do 6 % sobre o total do Estado, mentres que no 2021 viuse recortada á metade, a tan só o 3 %. No ano 2022 Galicia suma un total de 3.239 instalacións de autoconsumo, sete veces máis que as que había no 2020 (449 instalacións) e catro veces máis que a inicios do ano pasado 2021 (866 instalacións).

Recentemente, vén de aprobarse no mes de novembro de 2022 a ampliación da distancia máxima que debe existir entre o punto de xeración eléctrica en cuberta (tellado) e o punto de consumo. Deste xeito, para que unha instalación sexa considerada de autoconsumo a distancia entre a cuberta e o punto de consumo duplícase, e pasa de 1 aos 2 quilómetros. A idea que hai detrás é a de favorecer a unión entre veciños e incluso comunidades de veciños que se poidan agrupar para a instalación de autoconsumo tanto nas cidades como nos polígonos industriais para a xeración propia e colectiva de electricidade.

Existen axudas do INEGA e do IDAE para o fomento do autoconsumo a disposición tanto das familias e fogares como das empresas e autónomos e de Administracións. As tecnoloxías obxecto de subvencións son variadas, como a solar fotovoltaica, a biomasa, o biogás, a aerotermia, a xeotermia, a solar térmica ou a minieólica. Con elas dinamízase a instalación e xeneralización do uso das enerxías renovables para o autoconsumo.

2.5. A certificación enerxética nos fogares

O Real Decreto 235/2013, do 5 de abril, recolle o procedemento básico para a certificación da eficiencia enerxética dos edificios. Anteriormente, no ano 2002, a certificación enerxética de edificios foi desenvolvida na Directiva 2002/91/CE do Parlamento Europeo e do Consello, do 16 de decembro de 2002. Esta Directiva foi incorporada posteriormente á normativa estatal a través do Real Decreto 47/2007, do 19 de xaneiro, e estableceu o procedemento básico para a certificación de eficiencia enerxética de edificios de nova construción. Con este RD 235/2013 trasponse parcialmente a Directiva 2010/31/UE do Parlamento Europeo e do Consello do 19 de maio de 2010, en relación coa certificación de eficiencia enerxética de edificios, e refundindo o Real Decreto 47/2007, do 19 de xaneiro, coa incorporación do procedemento básico para a certificación de eficiencia enerxética de edificios existentes.

Deste xeito, a partir do 1 de xuño de 2013, comezou a ser obrigatorio a presentación ou posta ao dispor dos compradores ou arrendatarios do certificado de eficiencia enerxética da totalidade ou parte dun edificio.

Para cumprir co o artigo 3 do citado Real Decreto 235/2013, créase o Rexistro xeral de documentos recoñecidos para a certificación de eficiencia enerxética. Trátase dun rexistro que está adscrito á Secretaría de Estado de Enerxía, do Ministerio de Enerxía, Turismo e Axenda Dixital, tendo carácter público e informativo. No mesmo inclúese información relativa a aqueles documentos que recibiron o recoñecemento conxunto dos Ministerios de Enerxía, Turismo e Axenda Dixital e de Fomento.

Así mesmo, a cualificación de eficiencia enerxética dun edificio precisa de documentos recoñecidos e de estar rexistrados no Rexistro xeral. A consecución do certificado de eficiencia enerxética permite e outorga o dereito de utilización da etiqueta de eficiencia enerxética acadada durante o período de validez do propio certificado, que está dispoñible no sinalado Rexistro xeral. A etiqueta de certificación enerxética obtida do edificio ou unidade do edificio deberá de ser incluída en toda oferta, promoción e publicidade dirixida á venda ou arrendamento do mesmo.

Créase ademais a Comisión Asesora para a certificación de eficiencia enerxética de edificios como órgano colexiado de carácter permanente coa misión de asesorar en materias relacionadas coa certificación enerxética.

O recente décimo informe sobre o Estado da certificación dos edificios, de decembro de 2021, recolle a situación do número de rexistros de edificios rematados (tanto novos como existentes) ou as unidades dos edificios que foron certificados de forma independente. Pódese observar no Cadro 3.19 como o peso da certificación galega acada un valor en torno ao 4 %-5 % sobre o total estatal, no que destaca o peso de Madrid, a Comunidade Valenciana e Andalucía, cada unha cun valor do 15 %-16 %.

Cadro 3.19: Número de certificados rexistrados a decembro de 2021 por comunidades autónomas. Fonte: Ministerio de Transportes, Mobilidade e Axenda Urbana (2021)

CCAA	Nº Certificados Edif. Novos Rematados	Porcentaxe Certificados Edif. Novos Rematados	Nº Certificados Existentes Edif.	Porcentaxe Certificados Existentes Edif.
Andalucía	17.635	15 %	756.864	15 %
Aragón	487	0 %	127.284	2 %
Asturias	977	1 %	79.954	2 %
Baleares	2.094	2 %	125.650	2 %
Canarias	3.435	3 %	137.818	3 %
Cataluña	12.959	11 %	1.272.789	25 %
C. León	2.097	2 %	175.548	3 %
C. A Mancha	2.545	2 %	119.243	2 %
Estremadura	7.884	7 %	27.266	1 %
GALICIA	**5.633**	**5 %**	**206.857**	**4 %**
Murcia	3.595	3 %	94.041	2 %
Navarra	3.140	3 %	63.297	1 %
País Vasco	2.743	2 %	182.041	4 %
Rioxa	463	0 %	37.456	1 %
C. Valenciana	46.258	38 %	813.394	16 %
Madrid	8.617	7 %	832.638	16 %
Cantabria	247	0 %	74.657	1 %
Ceuta	20	0 %	1.532	0 %
Melilla	0	0 %	0	0 %
Total	**120.829**	**100 %**	**5.128.329**	**100 %**

A evolución entre os anos 2017 e 2021 é moi positiva no referente á certificación de edificacións (3.21). Por tipoloxía, o que máis medrou foi a certificación de edificios novos (192 %), seguida pola certificación de vivendas (74 %) e pola de edificios existentes (71 %).

Cadro 3.20: Número de certificados rexistrados por tipoloxía de edificación. Anos 2013, 2017 e 2021. Fonte: Ministerio de Transportes, Mobilidade e Axenda Urbana (2021)

Certificación Enerxética	2013	2017	2021	Evolución 2017-2021
Edificios Novos	7.140	40.690	118.621	192 %
Edificios Existentes	628.164	2.905.714	4.982.421	71 %
Vivenda	594.504	2.695.130	4.694.536	74 %
Edificio Terciario	47.800	251.264	406.506	62 %

2.5.1. Cualificacións enerxéticas dos edificios en emisións

Ao analizar a etiqueta da certificación enerxética para os edificios de nova construción en relación ás emisións, confírmase para Galicia (3.21) un certo liderado no referente á etiqueta A, xa que Galicia achega o 10 % das etiquetas A de todo o Estado para os edificios de nova construción. Tan só é superada pola Comunidade, Cataluña e Madrid. Para o resto de etiquetas o peso de Galicia sitúase en torno ao 3 %-5 %. Galicia supera así a outras comunidades do norte do Estado como o País Vasco, Navarra, Asturias ou Cantabria, con achegas por debaixo da galega para estas tres primeiras etiquetas, que representan mellores condicións de eficiencia enerxética en edificios.

Para edificios novos, en España, a porcentaxe de edificios que contan cun certificado enerxético tipo A e B levan incrementándose dende o ano 2014, alcanzando o ano 2021 un crecemento do 25 % sobre as mesmas cualificacións para o 2020 para o tipo A, e un 37 % para o tipo de cualificación B tamén no último ano. Polo contrario, as cualificacións tipo C e D presentan ritmos de decrecemento en torno ao 10 %-15 %. Isto é indicativo dunha mellora na condicións de vida para as persoas que viven nos edificios.

Ao analizar a etiqueta da certificación enerxética en emisións conseguida para os edificios existentes , confírmase para Galicia (Cadro 3.22) un maior peso proporcional sobre o total estatal das primeiras etiquetas (A, B e C). Así, Galicia achega o 6 % dos edificios cualificados

Cadro 3.21: Porcentaxe de certificados rexistrados por tipoloxía de etiqueta e por Comunidade Autónoma. Cualificacións en emisións. Edificios novos. Ano 2021. Fonte: Ministerio de Transportes, Mobilidade e Axenda Urbana (2021)

Cualificación Certificado Enerxético Edif. Novos / Comunidade Autónoma	A	B	C	D	E	F	G	Total
Andalucía	10 %	19 %	17 %	17 %	5 %	6 %	3 %	15 %
Aragón	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Asturias	1 %	0 %	1 %	1 %	2 %	4 %	2 %	1 %
Baleares	1 %	1 %	3 %	3 %	2 %	4 %	1 %	2 %
Canarias	1 %	1 %	4 %	5 %	4 %	19 %	64 %	3 %
Cataluña	20 %	11 %	5 %	5 %	3 %	0 %	0 %	11 %
C. León	3 %	1 %	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	2 %
C. A Mancha	2 %	2 %	2 %	3 %	4 %	18 %	8 %	2 %
Estremadura	3 %	4 %	5 %	9 %	25 %	0 %	0 %	7 %
GALICIA	**10 %**	**3 %**	**3 %**	**4 %**	**3 %**	**5 %**	**1 %**	**5 %**
Murcia	1 %	1 %	2 %	3 %	13 %	35 %	18 %	3 %
Navarra	6 %	1 %	2 %	2 %	1 %	1 %	0 %	3 %
País Vasco	4 %	1 %	2 %	3 %	2 %	6 %	1 %	2 %
Rioxa	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
C. Valenciana	26 %	45 %	47 %	42 %	32 %	0 %	0 %	38 %
Madrid	13 %	8 %	4 %	2 %	1 %	1 %	1 %	7 %
Cantabria	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Ceuta	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Galicia (Número certificados)	**2.974**	**1.217**	**579**	**472**	**348**	**24**	**19**	**5.633**
Total Número certificados)	**30.062**	**46.375**	**18.483**	**12.649**	**11.423**	**519**	**1.318**	**120.829**

coa letra A do Estado, o 5 % dos etiquetados con letra B e outro 5 % dos cualificados con C. De novo, Galicia supera ás outras comunidades do norte do Estado sinaladas anteriormente (País Vasco, Navarra, Asturias e Cantabria), con achegas por debaixo da galega para estas tres primeiras etiquetas, sinónimo de mellores condicións de eficiencia enerxética en edificios.

Cadro 3.22: Porcentaxe de certificados rexistrados por tipoloxía de etiqueta e por Comunidade Autónoma. Cualificacións en emisións. Edificios existentes. Ano 2021. Fonte: Ministerio de Transportes, Mobilidade e Axenda Urbana (2021)

Cualificación Certificado Enerxético Edif. Existentes / Comunidade Autónoma	A	B	C	D	E	F	G	Total
Andalucía	11 %	19 %	17 %	17 %	15 %	11 %	12 %	15 %
Aragón	3 %	2 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %
Asturias	3 %	1 %	1 %	1 %	1 %	2 %	2 %	2 %
Baleares	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	3 %	5 %	2 %
Canarias	12 %	7 %	2 %	1 %	1 %	2 %	10 %	3 %
Cataluña	20 %	24 %	26 %	22 %	24 %	28 %	26 %	25 %
C. León	13 %	4 %	4 %	4 %	3 %	3 %	3 %	3 %
C. A Mancha	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	3 %	2 %	2 %
Estremadura	0 %	0 %	0 %	1 %	1 %	1 %	0 %	1 %
GALICIA	**6 %**	**5 %**	**5 %**	**4 %**	**4 %**	**5 %**	**4 %**	**4 %**
Murcia	1 %	1 %	1 %	2 %	2 %	2 %	1 %	2 %
Navarra	2 %	1 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %
País Vasco	2 %	1 %	1 %	3 %	3 %	6 %	4 %	4 %
Rioxa	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	0 %	1 %
C. Valenciana	7 %	15 %	13 %	15 %	17 %	13 %	14 %	16 %
Madrid	12 %	13 %	17 %	19 %	17 %	15 %	12 %	16 %
Cantabria	2 %	1 %	1 %	1 %	2 %	2 %	1 %	1 %
Ceuta	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Galicia (Número certificados)	**1.073**	**2.131**	**11.250**	**29.131**	**103.725**	**28.652**	**30.894**	**206.856**
Total Número certificados)	**16.811**	**47.033**	**237.003**	**711.083**	**2.803.308**	**570.021**	**743.069**	**5.128.328**

Por tipo de cualificación da certificación enerxética para edificios existentes a nivel estatal, a maioría destes concentran o seu etiquetado na letra E, cunha porcentaxe que pasou do 2014 ao 2021 do 45 % ao 55 %. Os que contan con cualificacións D e F supoñen cada un en torno a un 15 %. Segundo isto, o 85 % dos edificios existentes presentan unha etiqueta que está entre a letra D e a F.

2.5.2. Cualificacións enerxéticas dos edificios en consumo

Atendendo ás cualificacións en consumo por comunidade autónoma, para as edificacións existentes, pódese observar como Galicia representa o 7 % das cualificacións tipo A do total do Estado (excluída Baleares), e un 5 % do resto de cualificacións (B á G) dos edificios existentes. En comparación co resto de comunidades autónomas do norte do Estado, Galicia volve situarse en cualificacións por diante de Asturias, Cantabria, Navarra, País Vasco ou A Rioxa.

Cadro 3.23: Porcentaxe de certificados rexistrados por tipoloxía de etiqueta e por Comunidade Autónoma. Cualificacións en consumo. Edificios novos. Ano 2021. Fonte: Ministerio de Transportes, Mobilidade e Axenda Urbana (2021)

Cualificación Certificado Enerxético Edif. Existentes / Comunidade Autónoma	A	B	C	D	E	F	G	Total
Andalucía	11 %	18 %	16 %	15 %	16 %	13 %	14 %	15 %
Aragón	2 %	2 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %	3 %
Asturias	3 %	1 %	2 %	2 %	1 %	2 %	2 %	2 %
Canarias	16 %	8 %	3 %	1 %	1 %	2 %	9 %	3 %
Cataluña	19 %	25 %	28 %	23 %	26 %	29 %	27 %	26 %
C. León	14 %	4 %	4 %	5 %	4 %	4 %	2 %	4 %
C. A Mancha	2 %	2 %	2 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %
Estremadura	0 %	0 %	1 %	1 %	1 %	1 %	0 %	1 %
GALICIA	7 %	5 %	5 %	5 %	4 %	5 %	4 %	4 %
Murcia	1 %	1 %	1 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Navarra	2 %	1 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %
País Vasco	2 %	1 %	0 %	3 %	3 %	5 %	5 %	4 %
Rioxa	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	0 %	1 %
C. Valenciana	6 %	15 %	13 %	14 %	18 %	15 %	17 %	17 %
Madrid	13 %	14 %	18 %	21 %	14 %	15 %	11 %	15 %
Cantabria	2 %	1 %	1 %	1 %	2 %	2 %	1 %	2 %
Ceuta	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Galicia (Número certificados)	**814**	**1.786**	**9.624**	**25.676**	**101.328**	**24.726**	**42.903**	**206.857**
Total Número certificados)	**12.307**	**36.340**	**176.032**	**529.182**	**2.526.507**	**548.123**	**1.010.176**	**4.838.667**

Pódese concluír que o parque de edificación galego presenta unha cualificación que pode situarse no rango medio-alto, cunha achega ao total estatal que está entre o 5 % e o 6 %, por diante doutras comunidades e rexións do norte do Estado. Destaca Galicia nas novas edificacións, con valores de etiquetado en certificación enerxética que alcanza o 10 % da cualificacións A.

3. O tecido empresarial do sector da enerxía. Impacto socioeconómico

3.1. O tecido empresarial da enerxía en Galicia

3.1.1. Introducción: a mostra e variables utilizadas

O presente apartado tenta descreber as principais magnitudes financeiras para 2019 e 2020 das empresas con sede fiscal en Galicia e que operan baixo os códigos CNAE 351 de "Producción, transporte y distribución de energía eléctrica". A información foi obtida da base de datos SABI sendo a mostra orixinalmente de 3.126 empresas. Destas, 1.724 non presentaban dados, 46 figuraban como extinguidas, 400 non presentaban información de ingresos de explotación e, finalmente, 24 declaraban cero como ingresos de explotación, quedando, polo tanto, 852 empresas na mostra, 443 con información de 2009 e 409 con información de 2020.

Para esta mostra, teránse en conta as seguintes variables:

- **Ingresos de explotación**: a totalidade dos ingresos íntegros derivados da venda de bens

ou das prestacións de servicios que constitúan o obxecto propio da actividade da empresa, sen ter en conta o IVE.

- **Resultados ordinarios antes de impostos** (tamén coñecidos como BAI, siglas de "Beneficio Antes de Impostos"): diferencia entre os ingresos e os gastos da empresa sen ter en conta o gasto polo imposto de sociedades, pero incluíndo, no seu caso, os beneficios e perdas atípicas.
- **Resultado do exercicio**: diferencia entre os ingresos e os gastos da empresa tendo en conta tódolos beneficios e perdas nos que teña incorrido a mesma, incluíndo o imposto de sociedades.
- **Total activo**: valor total dos bens, dereitos e outros recursos controlados economicamente pola empresa, dos que a empresa espera obter beneficios ou rendementos económicos no futuro.
- **Fundos propios**: valor total das aportacións dos socios, máis os beneficios ou perdas non distribuidos e, en xeral, todo recurso obtido que non teña unha data de vencemento económica definida.
- **Rendibilidade económica**: a rendibilidade económica é unha *ratio* utilizada na análise financeira de empresas que mede a capacidade do activo para xerar beneficios; calcúlase como o BAII (beneficio antes de xuros e impostos ou, noutras verbas, o BAI menos os xuros pagados pola financiación) sobre o valor total do activo real e adoita ser presentada coma porcentaxe. É tamén coñecida polas súas sigras en inglés: ROA (*Return On Assets*).
- **Rendibilidade financeira**: a rendibilidade financeira é outra das *ratios* utilizadas na análise financeira de empresas. Mede a capacidade da empresa de xerar beneficios para os seus accionistas; é calculada como o resultado do exercicio sobre os fundos propios e normalmente preséntase coma porcentaxe. É tamén coñecida polas súas sigras en inglés: ROE (*Return On Equity*).
- **Liquidez xeral**: a liquidez xeral é unha *ratio* que mede a capacidade da empresa de facer fronte ás súas débedas a curto prazo (débedas que vencen antes dun ano). Calcúlase como a división do activo circulante entre o pasivo circulante da empresa. Normalmente, preséntase coma porcentaxe.
  - O activo circulante dunha empresa é aquela parte do ativo que vai ser consumida no curto prazo. Exemplos de activos circulantes serían os créditos concedidos ós nosos clientes ou a tesourería da empresa.
  - Analogamente, o pasivo circulante é a parte das obrigas da empresa ás que ésta terá que facer fronte antes dun ano.
- **Endebedamento**: mede a independencia da empresa con respecto ás entidades financeiras e otros acredores. Esta *ratio* calcúlase como o cociente entre o valor das débedas da empresa, o pasivo, e o total dos fundos propios ou patrimonio neto da empresa.
- **Número de empregados**: número medio de empregados que tivo a empresa durante o ano.

Nos cadros 3.24 e 3.25 preséntanse os resumos por ano das medidas de centralización das variables consideradas nesta análise.

3.1.2. Características da mostra

Dúas características poden extraerse da observación da mostra:

1. As empresas seleccionadas son moi homoxéneas en tódolos aspectos considerados. Por exemplo, a variable "Ingresos de Explotación" presenta un índice de Gini dun 85,91 % para 2019 e dun 85,31 % para 2020, valores que indican un elevado grado de concentración ou, noutras verbas, que moitas empresas da mostra presentan ingresos moi semellantes. Cabe destacar que, cando aquí falamos de concentración, non nos estamos

Cadro 3.24: Resumo das variables financeiras analizadas (en milleiros de euros). Ano 2019.

Variable	Mínimo	Mediana	Media	Máximo
Ingresos de explotación	1,00	80,00	1.772,00	75.996,00
Resultados ordinarios antes de impostos	-3.012,00	21,50	404,30	31.566,00
Resultado do exercicio	-4.535,00	16,00	320,90	24.497,00
Total activo	4,00	533,00	6.021,00	414.781,00
Fundos propios	-2.482,00	192,00	3.008,60	281.667,00
Rendibilidade económica (%)	-497,97	5,28	8,03	149,63
Rendibilidade financeira (%)	-400,00	10,30	24,20	3.730,00
Liquidez xeral (%)	0,00	1,79	24,25	3.611,85
Endebedamento (%)	0,00	57,27	62,88	1.308,33
Número de empregados	1,00	2,00	6,05	98,00

Cadro 3.25: Resumo das variables financeiras analizadas (en milleiros de euros). Ano 2020.

Variable	Mínimo	Mediana	Media	Máximo
Ingresos de explotación	1,00	98,00	1.774,00	65.243,00
Resultados ordinarios antes de impostos	-5.989,00	13,00	408,70	49.566,00
Resultado do exercicio	-4.393,00	11,00	343,70	49.593,00
Total activo	4,00	647,00	7.022,00	331.157,00
Fundos propios	-5.671,00	202,00	2.932,00	270.769,00
Rendibilidade económica (%)	-690,44	2,83	4,66	159,10
Rendibilidade financeira (%)	-518,20	6,90	15,30	1.100,00
Liquidez xeral (%)	0,00	1,67	13,85	549,71
Endebedamento (%)	0,13	62,55	66,91	1.319,79
Número de empregados	1,00	2,00	5,64	94,00

a referir á concentración de mercado. Podemos medir esta concentración de mercado mediante o índice de Herfindahl-Hirschman e veremos que os resultados son de 347,82 puntos para os ingresos de 2019 e de 348,42 puntos para 2020, máis preto dun mercado en competencia case-perfecta que dun monopolio.

2. As empresas seleccionadas mantéñense no rango baixo de valores das variables analizadas: o sector eléctrico en Galicia está composto principalmente de pequenas e medianas empresas con rendibilidades non demasiado elevadas. Tecnicamente, podemos dicir que as distribucións de valores das variables analizadas son fortemente asimétrica á dereita, como pode verse no histograma da variable "Ingresos de Explotación" de 2019 na Figura 3.6. O coeficiente de asimetría de Fischer para os "Ingresos de Explotación" de 2019 é 7,59, sendo 7,07 o correspondente a 2020. É certo, como veremos ó analisar as variables unha a unha, que nos rangos altos há algúns grupos de empresas; este feito pode tamén intuirse no histograma da Figura 3.6, onde vemos que por riba dos 20 millóns de euros de ingresos, hai pequenos grupos até chegar ó máximo de facturación.

Estas dúas características (comportamento similar de todas as variables e concentración nos valores máis baixos) complica tamén as análises bivariantes (análises das variables consideradas de dúas en dúas para inferir as posibles relacións entre elas). A Figura 3.7, onde a maioría das observacións aparecen concentradas preto da orixen do plano de coordenadas, ilustra este feito. Para solucionar isto de aquí en adiante, e sempre que sexa necesario, imos tomar os logaritmos decimais dos valores das variables; na figura 3.8 vemos a melloría na presentación dos dados.

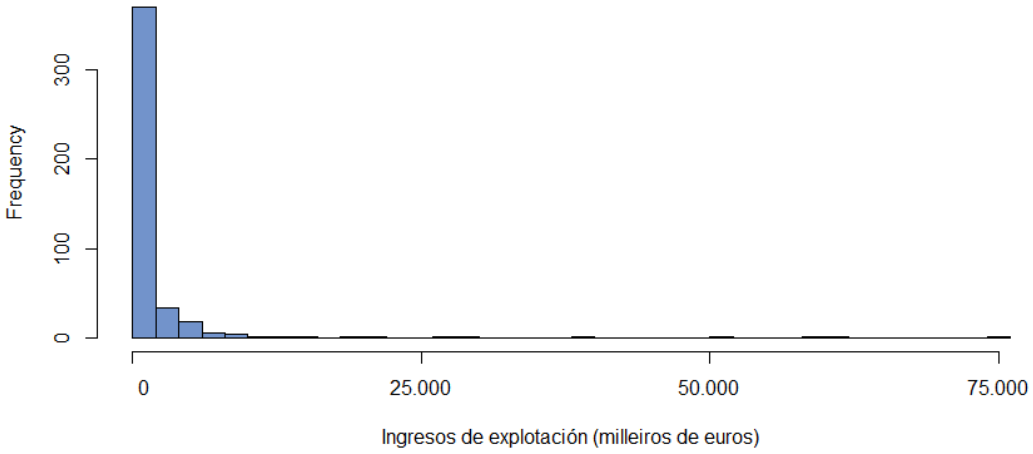


Figura 3.6: Histograma da variable "Ingresos de explotación" (2019)

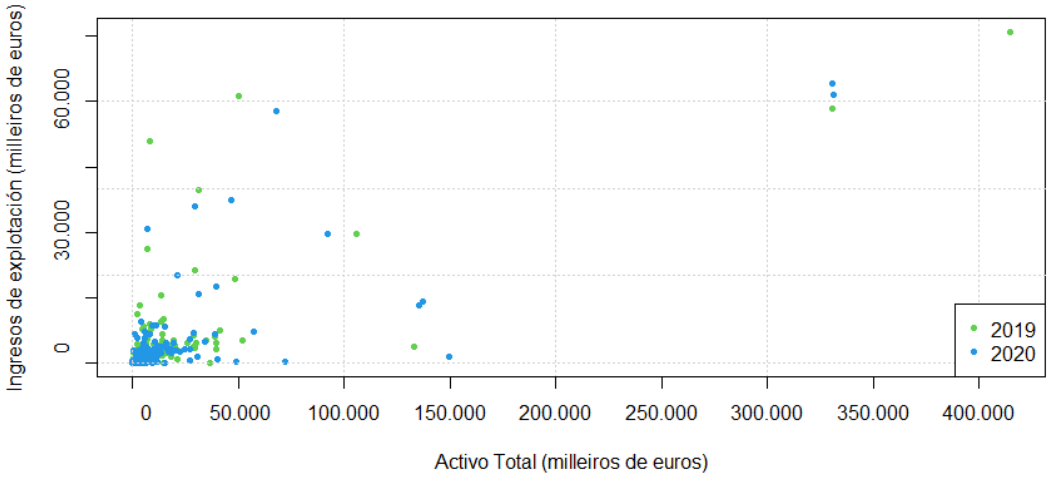


Figura 3.7: Comportamento conxunto das variables "Activo Total" e "Ingresos de explotación"

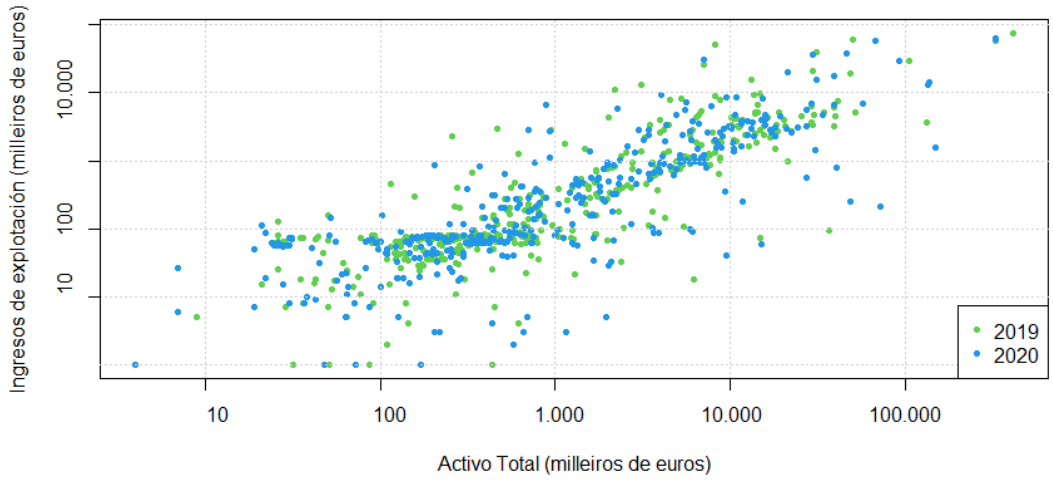


Figura 3.8: Comportamento conxunto dos logaritmos das variables "Activo Total" e "Ingresos de explotación"

3.2. Tipo de empresas na rama de actividade de "Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado"

O **número de empresas relacionada coa actividade "R35 Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado"** pódese observar que en Galicia se produciu un incremento no último ano, pasando das 387 empresas no 2020 a un total de 423 en 2021 (3.26). Este incremento de 36 empresas supón un crecemento do 9 % no número total das mesmas. En relación ao número de empresas no Estado, Galicia pasou de pesar un 3,3 % en 2020 a un 3,7 % en 2021.

Cadro 3.26: Empresas con actividade principal propia da rama de fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado (grupos CNAE 2009) e estrato de asalariados. Fonte: INE.

		35 Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado			351 Producción, transporte y distribución de energía eléctrica				352 Producción de gas; distribución por tubería de combustibles gaseosos			
	2021											
Total Estatal	**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**		**Evolución 2021/2020**	**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**		**Evolución 2021/2020**	**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**		**Evolución 2021/2020**
Total	11.558			-0,3 %	11.259			-0,3 %	70			4,5 %
Sin asalariados	9.055	78,3 %		-1,0 %	9.013	80,1 %		-0,9 %	10	14,3 %		11,1 %
De 1 a 2	1.670	14,4 %		0,6 %	1.569	13,9 %		0,2 %	17	24,3 %		-5,6 %
De 3 a 5	348	3,0 %		13,4 %	284	2,5 %		14,1 %	13	18,6 %		18,2 %
De 6 a 9	159	1,4 %		0,0 %	115	1,0 %		-0,9 %	8	11,4 %		33,3 %
De 10 a 19	160	1,4 %		2,6 %	137	1,2 %		7,9 %	9	12,9 %		28,6 %
De 20 a 49	94	0,8 %		-4,1 %	81	0,7 %		1,3 %	4	5,7 %		-42,9 %
De 50 a 99	29	0,3 %		11,5 %	23	0,2 %		9,5 %	3	4,3 %		0,0 %
De 100 a 199	17	0,1 %		0,0 %	15	0,1 %		0,0 %	2	2,9 %		0,0 %
De 200 a 249	3	0,0 %		50,0 %	3	0,0 %		50,0 %	0	0,0 %		
De 250 a 999	15	0,1 %		0,0 %	12	0,1 %		-7,7 %	3	4,3 %		50,0 %
De 1000 a 4999	8	0,1 %		-11,1 %	7	0,1 %		0,0 %	1	1,4 %		-50,0 %
De 5000 o más asalariados	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
12 Galicia	**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**	**Galicia/Estado (%)**	**Evolución 2021/2020**	**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**	**Galicia/Estado (%)**	**Evolución 2021/2020**	**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**	**Galicia/Estado (%)**	**Evolución 2021/2020**
Total	423		3,7 %	9,3 %	406		3,6 %	9,4 %	3		4,3 %	50,0 %
Sin asalariados	311	73,5 %	3,4 %	11,9 %	308	75,9 %	3,4 %	12,0 %	0	0,0 %		
De 1 a 2	74	17,5 %	4,4 %	12,1 %	69	17,0 %	4,4 %	13,1 %	1	33,3 %	5,9 %	0,0 %
De 3 a 5	20	4,7 %	5,7 %	33,3 %	14	3,4 %	4,9 %	7,7 %	1	33,3 %	7,7 %	0,0 %
De 6 a 9	6	1,4 %	3,8 %	-45,5 %	4	1,0 %	3,5 %	-33,3 %	0	0,0 %		
De 10 a 19	7	1,7 %	4,4 %	-12,5 %	7	1,7 %	5,1 %	-12,5 %	0	0,0 %		
De 20 a 49	3	0,7 %	3,2 %	-50,0 %	3	0,7 %	3,7 %	-50,0 %	0	0,0 %		
De 50 a 99	2	0,5 %	6,9 %	-33,3 %	1	0,2 %	4,3 %	-50,0 %	1	33,3 %	33,3 %	0,0 %
De 100 a 199	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
De 200 a 249	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
De 250 a 999	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
De 1000 a 4999	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
De 5000 o más asalariados	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
	2020											
Total Estatal	**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**			**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**			**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**		
Total	11.592				11.294				67			
Sin asalariados	9.143	78,9 %			9.098	80,6 %			9	13,4 %		
De 1 a 2	1.660	14,3 %			1.566	13,9 %			18	26,9 %		
De 3 a 5	307	2,6 %			249	2,2 %			11	16,4 %		
De 6 a 9	159	1,4 %			116	1,0 %			6	9,0 %		
De 10 a 19	156	1,3 %			127	1,1 %			7	10,4 %		
De 20 a 49	98	0,8 %			80	0,7 %			7	10,4 %		
De 50 a 99	26	0,2 %			21	0,2 %			3	4,5 %		
De 100 a 199	17	0,1 %			15	0,1 %			2	3,0 %		
De 200 a 249	2	0,0 %			2	0,0 %			0	0,0 %		
De 250 a 999	15	0,1 %			13	0,1 %			2	3,0 %		
De 1000 a 4999	9	0,1 %			7	0,1 %			2	3,0 %		
De 5000 o más asalariados	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
12 Galicia	**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**	**Galicia/Estado (%)**		**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**	**Galicia/Estado (%)**		**Empresas**	**Peso de cada tipo sobre o total**	**Galicia/Estado (%)**	
Total	387		3,3 %		371		3,3 %		2		3,0 %	
Sin asalariados	278	71,8 %	3,0 %		275	74,1 %	3,0 %		0	0,0 %		
De 1 a 2	66	17,1 %	4,0 %		61	16,4 %	3,9 %		1	50,0 %	5,6 %	
De 3 a 5	15	3,9 %	4,9 %		13	3,5 %	5,2 %		0	0,0 %		
De 6 a 9	11	2,8 %	6,9 %		6	1,6 %	5,2 %		0	0,0 %		
De 10 a 19	8	2,1 %	5,1 %		8	2,2 %	6,3 %		0	0,0 %		
De 20 a 49	6	1,6 %	6,1 %		6	1,6 %	7,5 %		0	0,0 %		
De 50 a 99	3	0,8 %	11,5 %		2	0,5 %	9,5 %		1	50,0 %	33,3 %	
De 100 a 199	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
De 200 a 249	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
De 250 a 999	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
De 1000 a 4999	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		
De 5000 o más asalariados	0	0,0 %			0	0,0 %			0	0,0 %		

Dentro desta rama de actividade en Galicia, o 95 % das empresas dedícanse fundamentalmente á "Producción, transporte e distribución de enerxía eléctrica", preto do 1 % a "Producción de gas; distribución por tubería de combustibles gaseosos" e o 3 % restante pertence a empresas de "Subministro de vapor e aire acondicionado".

As 423 empresas galegas do ano 2021 supoñen un 3,7 % das empresas estatais nesta rama de actividade. Destas 423, preto do 73,5 % non teñen asalariados, o 17,5 % manteñen entre unha e dúas persoas asalariadas e outro 4,7 % teñen entre 3 e 5 persoas contratadas. Sobresae o valor do 33 % do peso de Galicia en empresas de "Producción de gas; distribución por tubería de combustibles gaseosos" con entre 50 e 99 traballadores, valor que identificaría a Reganosa como unha das 3 grandes empresas no Estado que se dedican a esta actividade.

3.3. Comportamento das empresas no mercado. Análise das variables económico-financeiras

3.3.1. Ingresos de explotación

Os ingresos de explotación corresponden ó que coloquialmente coñecemos como vendas. Na nosa mostra, temos 852 dados dos que 443 corresponden ó ano 2019 e 409 a 2020. Esta variable é declarada por tódalas empresas, polo que non temos ningún dato en falta. As vendas das empresas da mostra abranguen até case 76 millóns de euros en 2019 e até case 65 millóns de euros en 2020.

A media das observacións ascende a 1.772.480 euros en 2019 e a 1.774.190 euros en 2020. A mediana, pola súa parte, é apenas de 80.000 euros en 2019 e de 98.000 euros en 2020, indicando que a metade das observacións van estar por debaixo de eses valores e que a maioría das observacións van estar en torno a eses valores. Nas Figuras 3.9 e 3.10 podemos ver como se distribúen efectivamente eses valores.

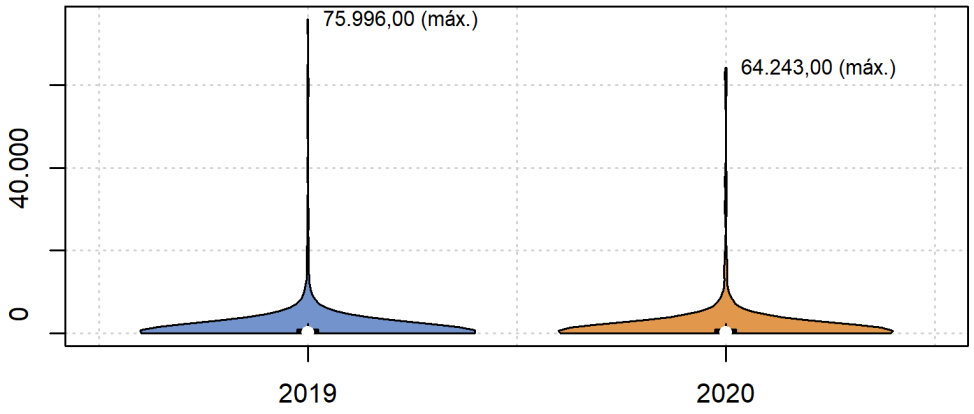


Figura 3.9: Distribución dos valores observados para a variable "Ingresos de Explotación"

A desviación típica dos datos é de case 7 millóns de euros en 2019 e de 6,5 millóns de euros en 2020, o que representa uns coeficientes de variación de 3,80 e 3,64 respectivamente (o coeficiente de variación é a relación entre a desviación típica e a media), poñendo de manifesto que, aínda que a maioría dos valores son bastante homoxéneos (o 75 % das observacións están por debaixo de un millón de euros nos dous anos), o outro 25 % atópase moi disperso nun rango de 74 millóns de euros.

Na Figura 3.11 presentamos as dez empresas da amostra con maiores ingresos de explotación en cada ano dos considerados.

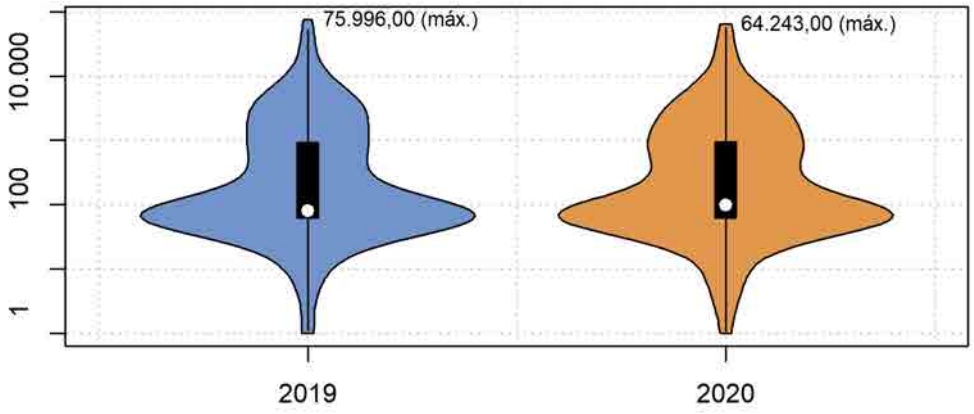


Figura 3.10: Distribución dos valores observados para o logaritmo da variable "Ingresos de Explotación"

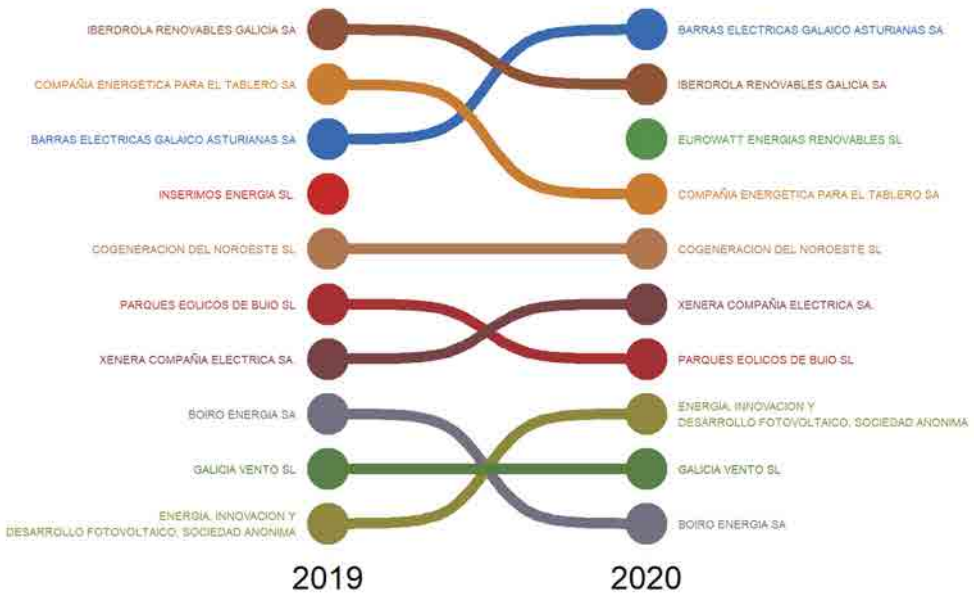


Figura 3.11: Empresas con maiores ingresos de explotación

3.3.2. Resultados ordinarios antes de impostos (BAI)

Verbo dos resultados ordinarios antes de impostos ou beneficios antes de impostos (BAI), a situación é semellante á descrita para os ingresos de explotación, xa que o BAI depende dos ingresos de explotación, pois é o resultado de restar dos ingresos de explotación tódolos gastos da empresa, excepto o imposto de sociedades, e sumar, se cómpre, os ingresos aperiódicos ou extraordinarios que a empresa puidera ter.

Temos que ter en conta que, das 443 empresas da mostra en 2019, 18 non declaran valores para esta variable; namentres que non o fan 29 empresas das 409 de 2020.

Na Figura 3.12 vemos a distribución de valores desta variable (que non podemos representar logarítmicamente por ter valores negativos e non estar definida a función logaritmo para valores menores ou iguales a cero). De novo obervamos unha gran concentración de observación en torno á media (pouco máis de 400.000 euros nos dous anos considerados), con medianas moito menores (21.500 euros en 2019 e 13.000 euros en 2020).

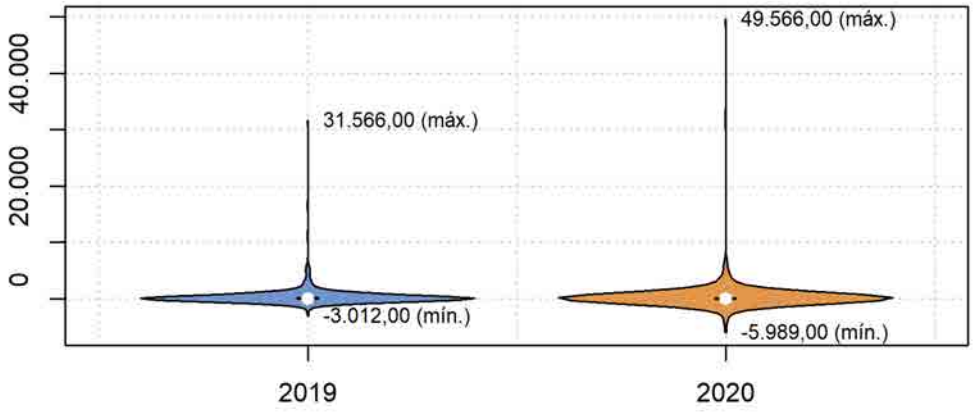


Figura 3.12: Distribución dos valores observados para a variable "Resultados ordinarios antes de impostos"

Esa concentración de valores, co 75 % das observacións de 2019 por debaixo de 156.800 euros e co 75 % das observacións de 2020 por debaixo de 138.500 euros, non impide unha elevada desviación típica (de case dous millóns de euros no 2019 e de máis de tres millóns de euros no 2020) con coeficientes de variación de 4,83 (2019) e 7,89 (2020). O crecimento da variabilidade do BAI en 2020 con respecto a 2019 semella estar directamente relacionado co impacto da COVID-19.

Na Figura 3.13 presentamos as dez empresas da mostra cos maiores resultados antes de impostos en cada un dos anos considerados.

3.3.3. Resultado do exercicio

No que se refire ó resultado do exercicio despois de impostos, e dado o preto que está esta variable da anterior, separadas unicamente polo valor do imposto de sociedades, de novo temos que salientar a concentración de valores en torno á media (321.000 euros en 2019 e 344.000 euros en 2020) en ámbolos dous anos considerados. Tamén o comportamento da mediana é coherente co observado até agora, con valores moito menores cós da media: 16.000 euros en 2019 e 11.000 euros en 2020, o que significa que a metade das empresas da mostra presentan resultados por debaixo deses valores. A Figura 3.14 reflicte todas estas consideracións.

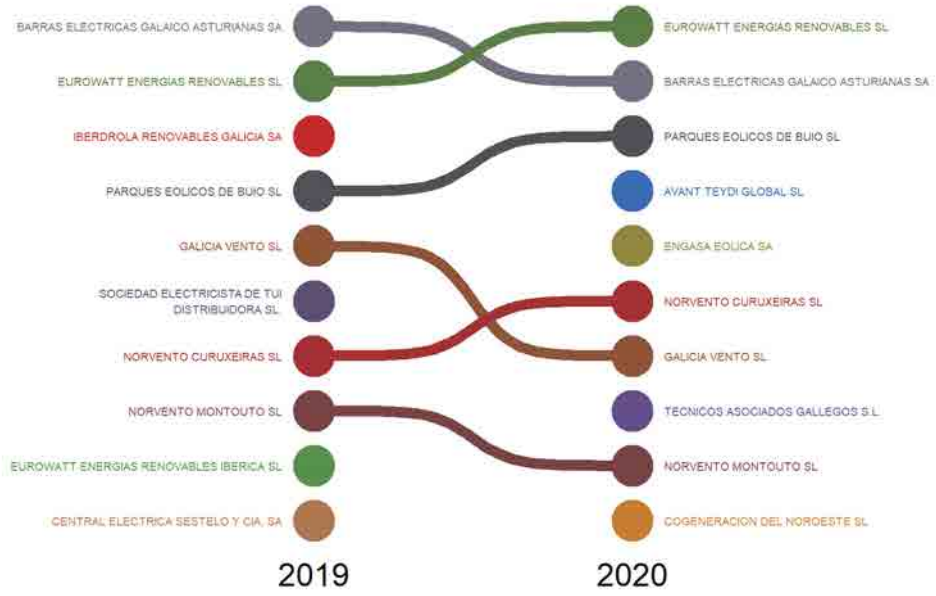


Figura 3.13: Empresas con maiores resultados antes de impostos

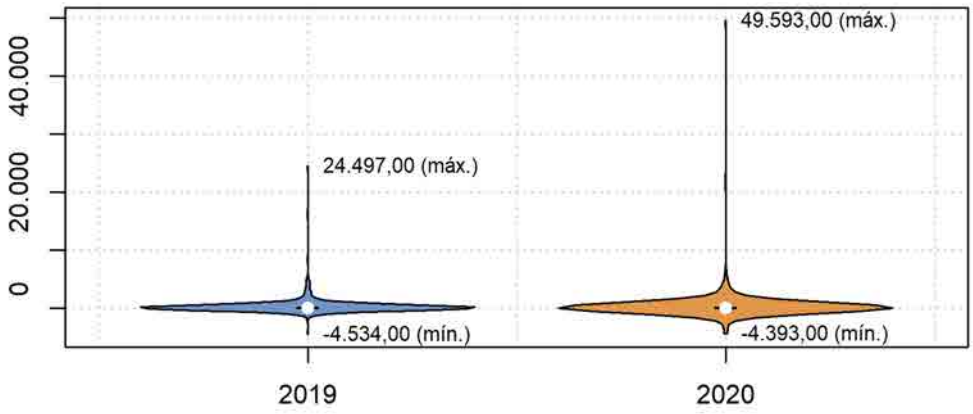


Figura 3.14: Distribución dos valores observados para a variable "Resultado do exercicio"

A desviación típica dos valores do resultado do exercicio despois de impostos é de 1,6 millóns de euros en 2019 e de 2,8 millóns de euros en 2020. Ó que dá lugar a uns coeficientes de variación de 5,01 e 8,22 respectivamente. Serva aquí o comentado para os resultados antes de impostos acerca de que semella lóxico atribuir ese incremento da variabilidade ó impacto da COVID-19.

Das 443 empresas das que dispomos para 2019, 20 non presentan valor ningún para esta variable. E das 409 empresas de 2020, son 30 as que non os presentan.

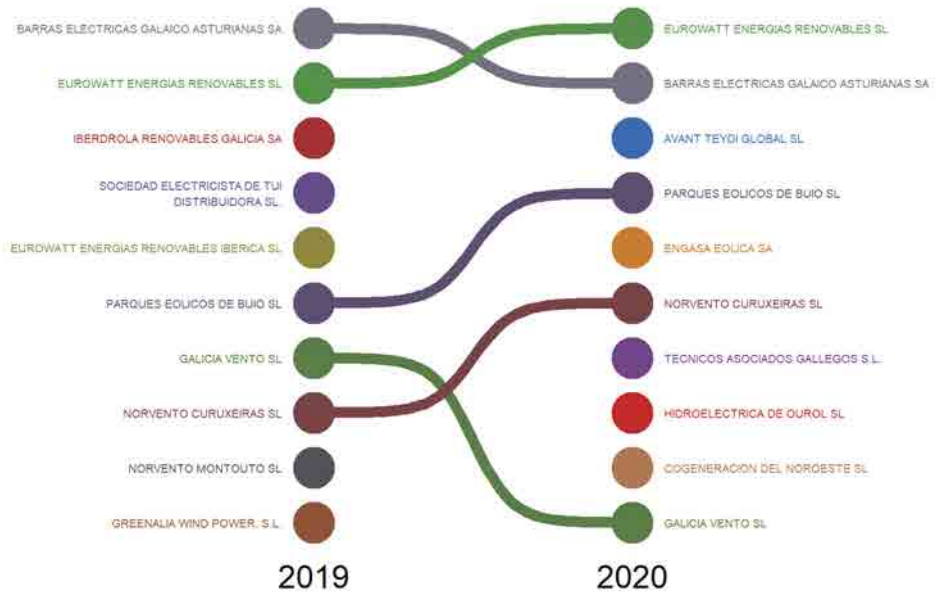


Figura 3.15: Empresas con maiores resultados despois de impostos

A Figura 3.15 presenta as dez empresas da mostra con mellor resultado despois de impostos en 2019 e 2020.

3.3.4. Total activo

Permítasenos lembrar aquí que o total activo é o valor dos recursos económicos (bens e dereitos, principalmente) controlados pola empresa e que ésta usa para a súa actividade. Poderíamos dicir que o valor do activo total é o valor bruto da empresa, antes de descontar o valor das obrigas que teña con terceiros. Ese valor bruto é considerado á data de fechamento do exercicio contable, normalmente o 31 de decembro.

Decidimos ter en conta esta variable porque consideramos que ía ser útil á hora de diferenciar os tipos de empresas da mostra. En efecto, as empresas de servicios adoitan ter un activo total menor cás empresas industriais. En primeiro lugar, esta afirmación susténtase no feito de que unha empresa de servicios non precisa tanto activo como unha empresa industrial: oficinas, mobiliario, automóviles, ordenadores nas empresas de servicios; todo eso e, ademais, maquinarias especializadas, almacéns, fábricas, etc., nas empresas industriais. En segundo lugar, é certo que as empresas industriais adoitan ser empresas máis grandes que as empresas de servicios e, canto maior sexa a empresa, maior activo necesitará.

Voltamos a dispor, para esta variable, de datos para as 852 observacións da nosa mostra. A distribución de valores segue a ser asimétrica pola dereita (os rango de posibles valores por debaixo da media é menor có de valores por enriba da media) e está un pouco máis distribuida (con índices de Gini de 84,20 e 84,21 en 2019 e 2020, respectivamente). A media é de seis millóns de euros de activo para 2019 e de sete millóns para 2020. As medianas móvense no entorno do medio millón de euros (un pouco máis, 647.000 euros, en 2020). Nas Figuras 3.16 e 3.17 podemos ver estas características da distribución de valores do activo total en 2019 e 2020.

No que se refire á variabilidade das observacións, éstas presentan uns coeficientes de variación de 4,52 e 3,90 en 2019 e 2020, respectivamente, case tan baixos como ós das vendas.

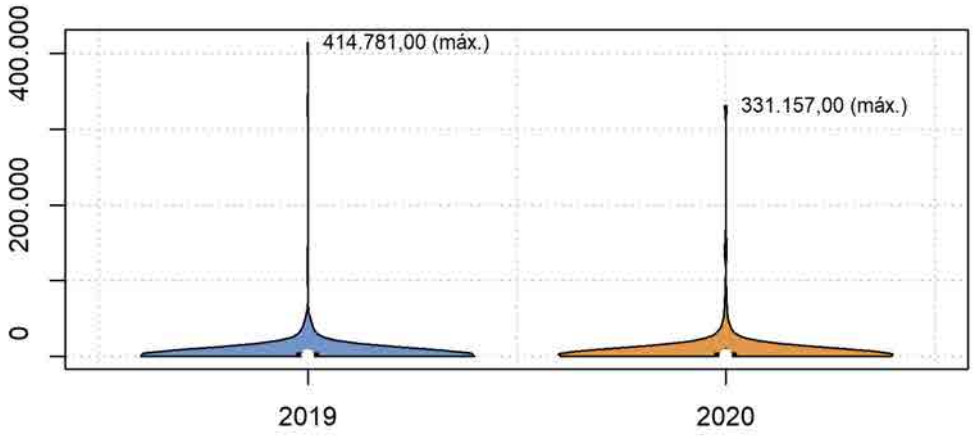


Figura 3.16: Distribución dos valores observados para a variable "Total Activo" (milleiros de euros)

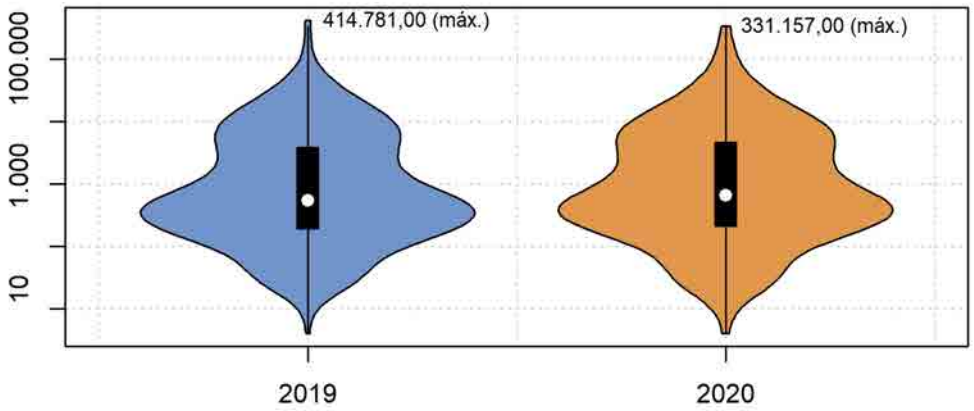


Figura 3.17: Distribución dos valores observados para o logaritmo da variable "Total Activo" (milleiros de euros)

As varianzas de cada ano son semellantes e pouco maiores que 27 millóns de euros.

Na Figura 3.18 presentamos as empresas con maior activo total.

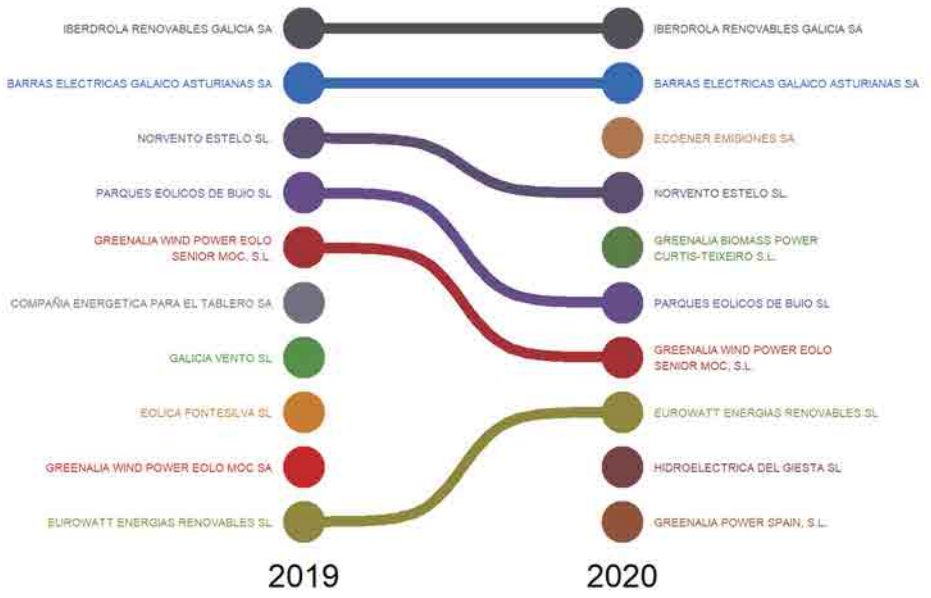


Figura 3.18: Empresas con maior activo total

3.3.5. Fondos propios

Se o activo total representaba o valor bruto da empresa, os fondos propios son a medida do seu valor neto. De feito, é común referirse a eles tamén como "Patrimonio Neto" da empresa. Na nosa mostra, 8 empresas non presentan datos para 2019 e 6 para 2020. É salientable o feito de que 47 empresas en 2019 e 49 en 2020 presenten valores cero ou negativos, xa que esto significa que o seu activo non é suficiente para facer fronte ás súas débedas (pasivo) e, polo tanto, son empresas que poderiamos considerar en situación de quebra técnica. Esta situación, de non ser atallada, derivará na desparición da empresa.

A media do valor dos fundos propios está en torno ós tres millóns de euros, pero o rango de valores é de 1.300 millóns de euros no 2019 e de 1.200 millóns de euros no 2020, de novo reflectindo que, aínda que o 75 % das empresas consideradas presentan un patrimonio neto menor a 1.409.500 euros en 2019, 1.520.000 euros en 2020, as empresas con maiores valores presentan uns valores moito más elevados cás demáis. A Figura 3.19 reflicte este feito.

Verbo da variabilidade da mostra, no que se refire ós fondos propios das empresas que integran a mesma, sitúase entre 18 millóns de euros en 2019 e 16 millóns en 2020, dando lugar a uns coeficientes de variación de 6,10 e 5,46, respectivamente.

A Figura 3.20 recolle as dez empresas con maior patrimonio neto en 2019 e 2020.

3.3.6. Rendibilidade económica

A rendibilidade económica mede o aproveitamento que fai a empresa dos recursos á súa disposición para xerar beneficios, é dicir, do seu activo. Para a comparación adoita ser usado o beneficio antes de xuros e impostos (BAII).

Como xa dixemos, a rendibilidade económica calcúlase como a división do BAII entre o activo. Unha relación interesante que xurde da propia rendibilidade económica é que ésta é o resultado da multiplicación do marxe medio da empresa (BAII sobre vendas) pola rotación do activo (vendas sobre activo; noutras verbas, o número de veces que o activo está contido nas vendas). Sobre a mostra que temos, calculamos para cada observación a marxe e a rotación do activo obtendo os descriptivos que se amosan no Cadro 3.27. É de destacar, que retiramos aquelas observacións referidas a empresas con resultados negativos, xa que

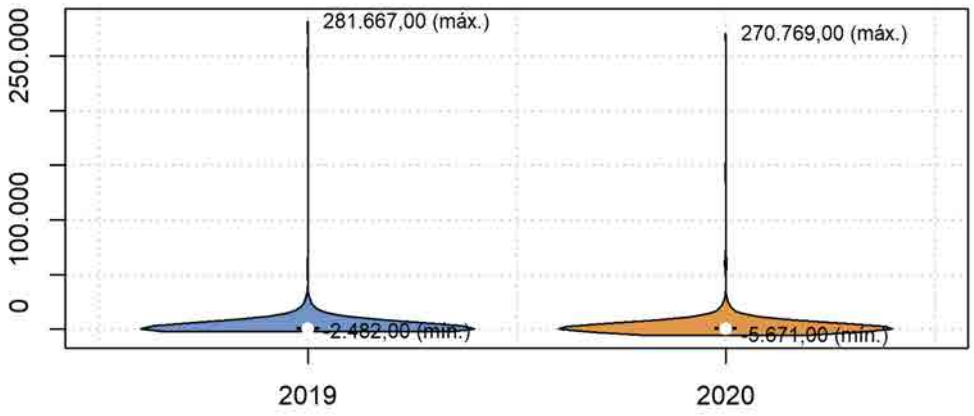


Figura 3.19: Distribución dos valores observados para a variable "Fundos propios" (milleiros de euros)

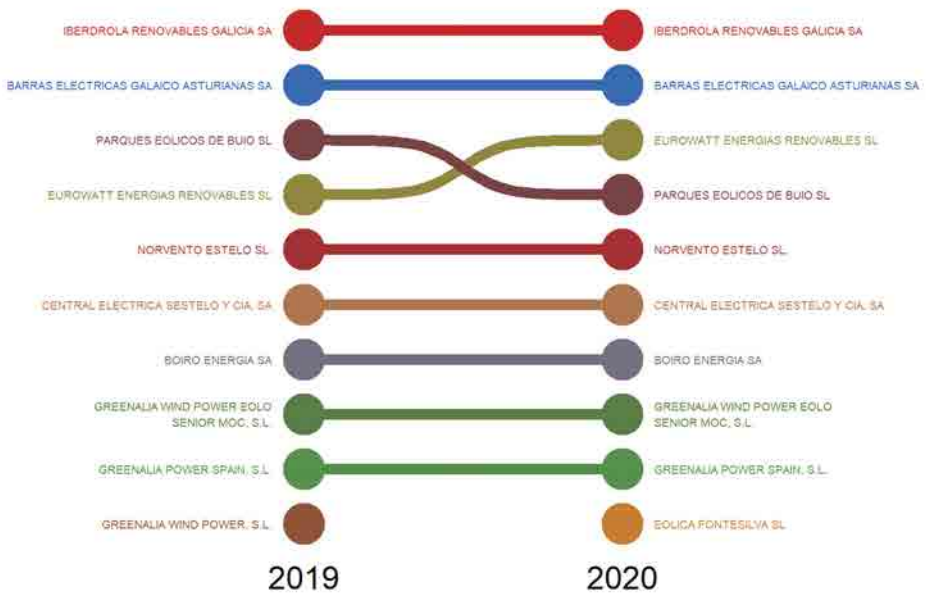


Figura 3.20: Empresas con maiores fundos propios

neste caso o concepto de rendibilidade non ten sentido. No Cadro 3.27 incluimos o número total de empresas que cómpren con ese requisito así como o número por cada un dos anos considerados.

Cadro 3.27: Resumo das variables "Rendibilidade Económica", "Marxe" e "Rotación do Activo"

Variable	Ano	n	Mín,	Mediana	Media	Máx,
Rendibilidade Económica (%)	2019	364	0,01	7,19	12,24	149,64
	2020	278	0,13	5,72	12,45	159,10
		642	0,01	6,52	12,33	159,10
% Marxe (BAII sobre Vendas)	2019	364	0,03	26,04	46,65	1.862,11
	2020	278	0,61	23,30	67,79	6.019,20
		642	0,03	25,06	55,80	6.019,20
Rotación do Activo (Vendas sobre Activo)	2019	364	0,00	0,25	0,53	8,79
	2020	278	0,00	0,23	0,45	7,48
		642	0,00	0,24	0,49	8,79

Como é lóxico, ao retirar da mostra as empresas con BAII negativo, os descriptivos, excepto o máximo, varian con respecto ós presentados nos Cadros 3.24 y 3.25. Podemos ver un pequeno incremento dos mínimos na rendibilidade económica e na marxe en 2020 con respecto a 2019, aínda que as medianas baixaron de un ano a outro. A media da rendibilidade económica mantívose no entorno do 12 % para 2019 e 2020 pero a marxe experimentou unha suba de case un 50 %, desde un 46,65 % até o 67,79 %.

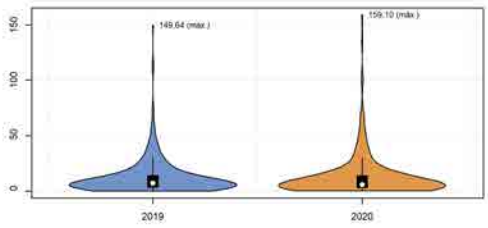


Figura 3.21: Distribución dos valores positivos da variable "Rendibilidade Económica (%)"

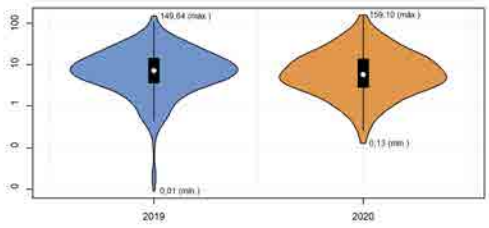


Figura 3.22: Distribución do logaritmo dos valores positivos da variable "Rendibilidade Económica (%)"

O 75 % das empresas con resultados antes de xuros e impostos positivos presentan rendibilidades de até o entorno do 14 % (14,13 % en 2019 e 13,73 % en 2020). No que se refire á marxe, o 75 % das empresas desta submostra presentan valores de até o 51,79 % en 2019 e até o 43,90 % en 2020. A rotación do activo, pola súa parte, presenta valores moi baixos para ese 75 % de empresas (decatémonos de que unha rotación baixa do activo indica que as vendas son baixas en relación ó activo ou, dito doutro xeito, que a empresa ten unha relativamente baixa productividade e necesita máis recursos para acadar ese nivel de vendas). Todo isto pode comprobarse nas Figuras 3.21 a 3.29.

En xeral, tanto a rendibilidade económica como a rotación do activo presentan desviacións típicas relativamente baixas, con coeficientes de variación de 1,41 a rendibilidade e de 1,73 a rotación. Esto indica que, para esas dúas variables, os valores non están tan dispersos como para as variables analizadas até agora. Pola súa parte, o coeficiente de variación da marxe presenta un valor de 4,90 para os dous anos considerados, aínda que se estudamos os anos por separado vemos que o coeficiente de variación máis que se duplica entre 2019 (un 2,41) e 2020 (un 5,83); de novo, consideramos este crecimento un efecto da pandemia de COVID-19 no 2020.

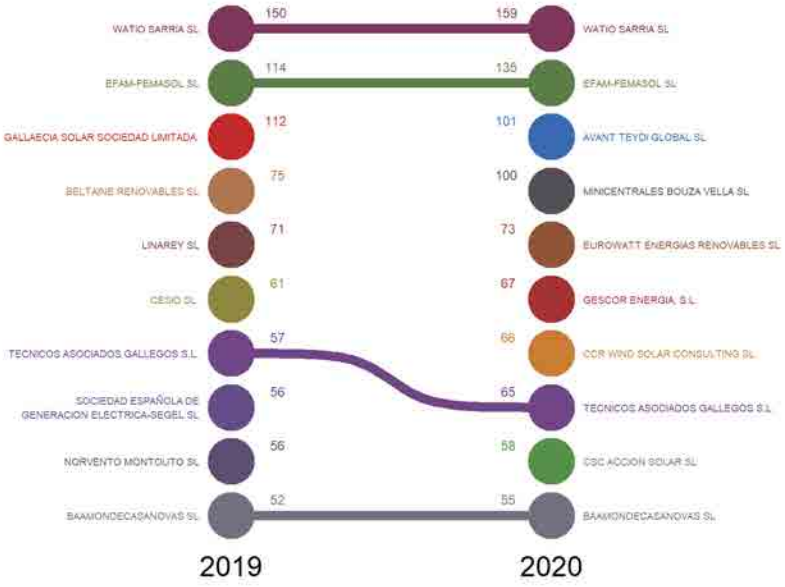


Figura 3.23: Empresas con mellor rendibilidade económica

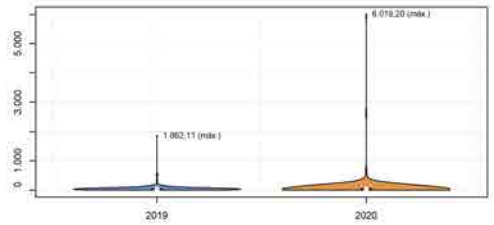


Figura 3.24: Distribución dos valores positivos da marxe (BAII/Vendas)

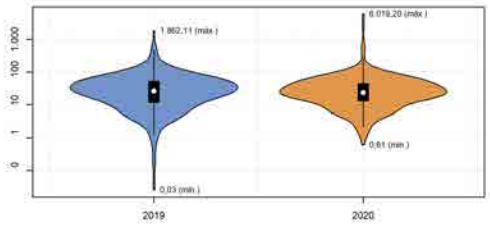


Figura 3.25: Distribución do logaritmo dos valores positivos da marxe (BAII/Vendas)

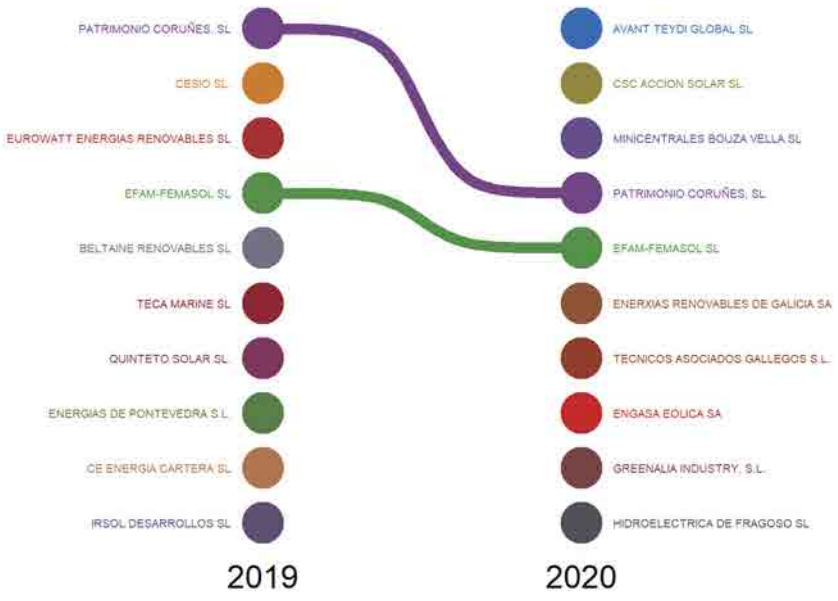


Figura 3.26: Empresas con mellor marxe (BAII/Vendas)

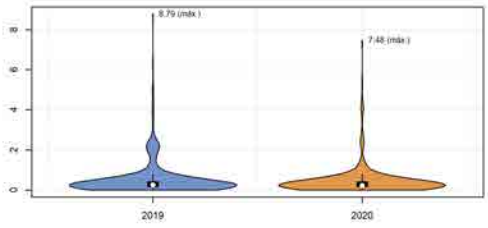


Figura 3.27: Distribución dos valores da rotación do activo

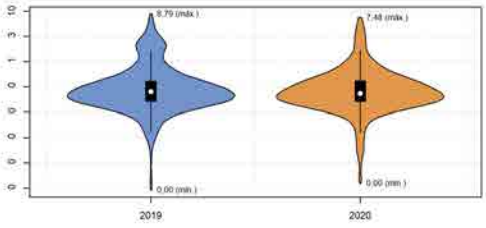


Figura 3.28: Distribución do logaritmo dos valores da rotación do activo

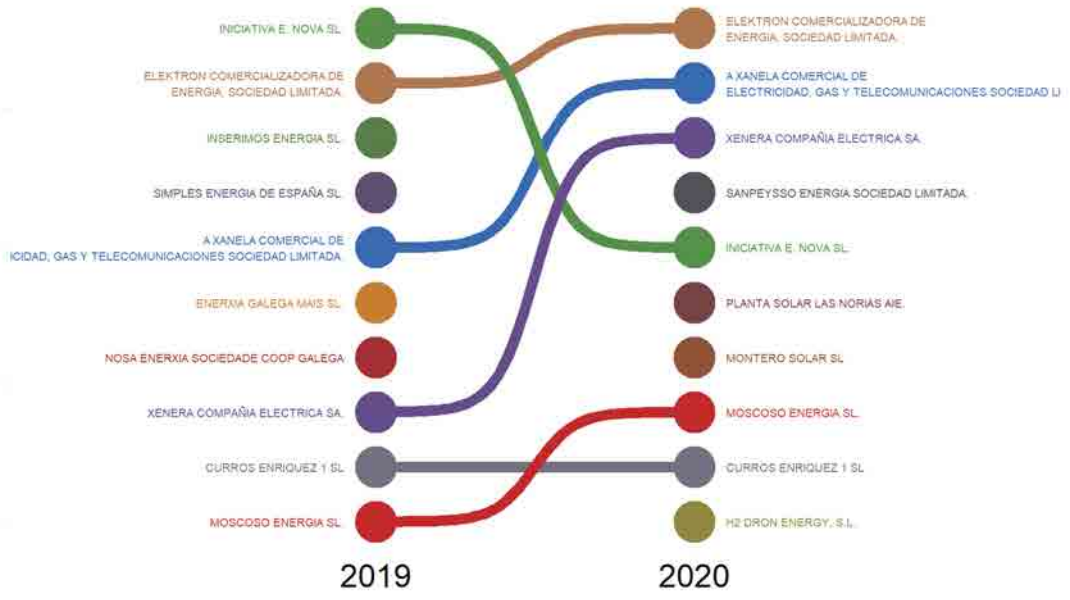


Figura 3.29: Empresas con mellor rotación do activo (Vendas/Activo)

3.3.7. Rendibilidade financeira

A rendibilidade financeira mede a porcentaxe de beneficio que receben os socios ou accionistas da empresa. Pode calcularse como o resultado neto do exercicio, despois de xuros e do imposto de sociedades, dividido entre o patrimonio neto ou, noutras verbas, o total de aportacións dos socios ou accionistas máis os beneficios retidos pola empresa, menos as perdas acumuladas de anos anteriores.

Igual que fixemos ao descompor a rendibilidade financeira no producto dunha marxe (BAII sobre vendas) pola rotación do activo, tamén podemos descompor a rendibilidade financeira no producto dunha marxe, o beneficio antes de impostos ou BAI sobre as vendas, o apancamento financeiro e o efecto fiscal.

Fixémonos en que, neste caso, a marxe, aínda que resposta ó propio concepto de marxe (beneficio sobre vendas), non é exactamente a mesma que a que usabamos para a rendibilidade económica. Aquela marxe a calculabamos como o beneficio antes de xuros e do imposto de sociedades (BAII) sobre as vendas e agora usaremos o BAI (beneficio antes do imposto de sociedades) sobre vendas.

Verbo do apancamento financeiro podemos dicir que é un concepto de capital importancia na área das Finanzas empresariais, xa que representa un multiplicador do risco, mellorando a rendibilidade dos accionistas se a rendibilidade económica é elevada (superior á esixida) e empeorándoa se é baixa. O apancamento financeiro calcúlase como o producto de dous factores relacionados co grao de endebedamento da empresa e co custo da súa débeda:

1. O cociente entre o activo e o patrimonio neto: un indicador do grao de endebedamento da empresa xa que a diferencia entre o activo e o patrimonio neto é o pasivo ou a contía das débedas da empresa fronte a terceiros non socios nen accionistas. Teñamos en conta que non toda esa débeda ten que ter custo financeiro. Hai que dicir que este cociente, activo entre patrimonio neto, coñécese tamén co nome de apancamento, pero sen o calificativo de financeiro.

2. O cociente entre o BAI e o BAII: é dicir, a proporción de beneficio que supoñen os xuros (a diferencia entre o BAII e o BAI son precisamente os gastos financeiros ou xuros). En definitiva, un indicador do custo da débeda para a empresa.

Vistas estas dúas compoñentes, en realidade o apancamento financeiro é o apancamento (activo sobre patrimonio neto) correxido pola contía relativa dos xuros (BAI sobre BAII).

O efecto fiscal, pola súa parte, mede o que a empresa paga de imposto de sociedades ao dividir o resultado neto entre o BAI, sendo a diferencia entre ambas magnitudes precisamente o imposto de sociedades.

Se analisamos esta descomposición da rendibilidade financeira como producto da marxe polo apancamento financeiro e polo efecto fiscal, e se prescindimos momentaneamente do efecto fiscal, é evidente que o apancamento financeiro debe ser maior que un para que actúe como multiplicador da marxe e, consecuentemente, da rendibilidade. Máis adiante voltaremos sobre este tema e veremos cuantas empresas da mostra presentan un valor maior que un para o apancamento financeiro.

No Cadro 3.28 presentamos as principais estatísticas da rendibilidade financeira e das súas compoñentes. Para os cálculos tivemos que prescindir, igual que sucedía coa rendibilidade financeira, das empresas con resultados negativos. Ademais, tamén retiramos do estudo as empresas con patrimonio neto (fundos propios) negativo ou non declarado.

De novo, as estatísticas vense melloradas ó retirar do cálculo as empresas con resultados negativos aínda que a distribución segue o mesmo padrón: moitos valores baixos e moi poucos valores altos. Podemos ver esta afirmación reflectida nas Figuras 3.30 e 3.31.

Máis concretamente, o 50 % dos valores da rendibilidade financeira están por debaixo do 13,92 % en 2019 e do 11,48 % en 2020, sendo as medias destes anos moi superiores: 35,89 % e 20,09 %, respectivamente. O máximo de 2019 parécenos esaxerado de máis (un 3.730 %) e debido seguramente a circunstancias tremendamente atípicas. De feito, a desviación típica é no 2019 de 208,16 puntos, mentres que no 2020 é de apenas 26,26 puntos. O segundo valor máis alto da rendibilidade financeira para ese ano 2019 é do 250 %. O 75 % dos valores da rendibilidade financeira están por debaixo do 24,90 % no 2019 e do 22,99 % no 2020. Na Figura 3.32 amósanse as dez mellores empresas de cada ano no que se refire á rendibilidade financeira.

Cadro 3.28: Resumo das variables "Rendibilidade Financeira", "Marxe", "apancamento Financeiro" e "Efecto Fiscal"

Variable	Ano	n	Mín.	Mediana	Media	Máx.
Rendibilidade Financeira (%)	2019	327	0,41	13,92	35,89	3.730,00
	2020	262	0,35	11,48	20,09	244,44
		589	0,35	12,86	28,86	3.730,00
% Marxe (BAI sobre Vendas)	2019	327	0,35	26,98	50,02	1.861,64
	2020	262	1,03	23,44	69,71	6.019,19
		589	0,35	26,09	58,78	6.019,19
Apancamento Financeiro	2019	327	0,84	1,69	5,73	425,49
	2020	262	0,71	1,84	4,49	166,58
		589	0,71	1,80	5,18	425,49
Efecto Fiscal	2019	327	0,07	0,75	0,78	1,50
	2020	262	0,17	0,75	0,79	3,30
		589	0,07	0,75	0,79	3,30

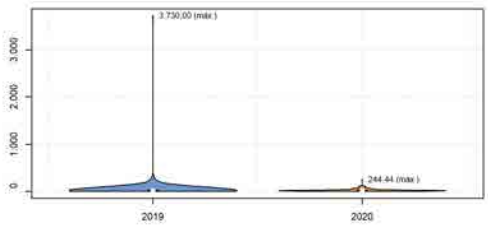


Figura 3.30: Distribución dos valores positivos da rendibilidade financeira (%)

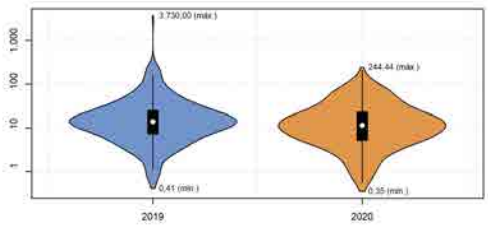


Figura 3.31: Distribución do logaritmo dos valores positivos da rendibilidade financeira (%)

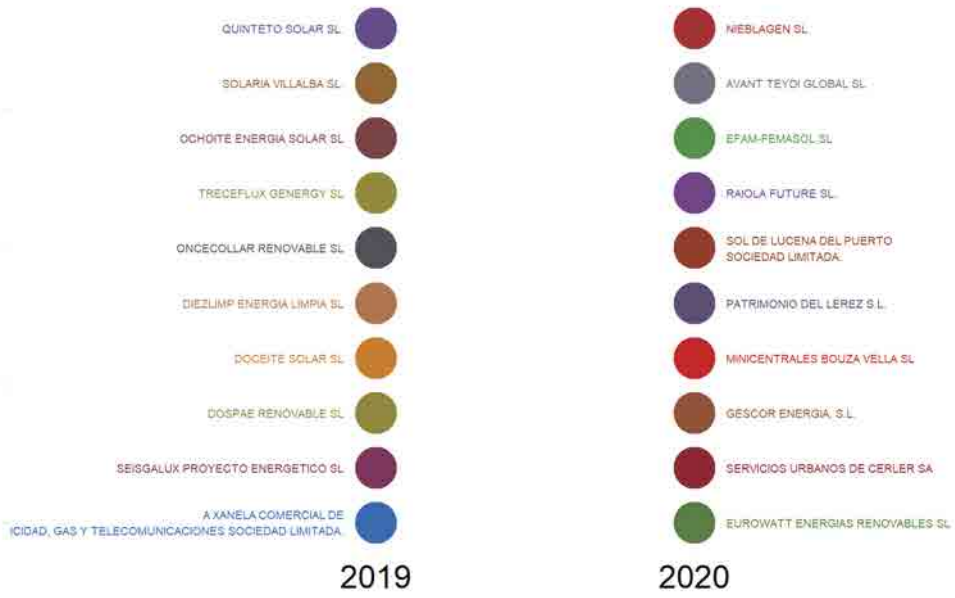


Figura 3.32: Empresas con mellor rendibilidade financeira

Atendamos agora ás compoñentes da rendibilidade financeira. Verbo da marxe (BAI sobre Vendas), esta distribúese entre o 0,35 % e o 1.861,64 % no 2019, e entre o 1,03 % e o 6.019,19$ no ano 2020. Nembargantes, a metade dos valores están situados por debaixo do 26,98 % no 2019 e do 23,44 % no 2020; e tres cuartas partes do valores están situados por debaixo do 55,53 % e do 43,58 % nos anos 2019 e 2020 respectivamente. As medias son do 50,02 % para 2019 e do 69,71 % para o 2020, valores moi influenciados polos máximos anuais correspondentes.

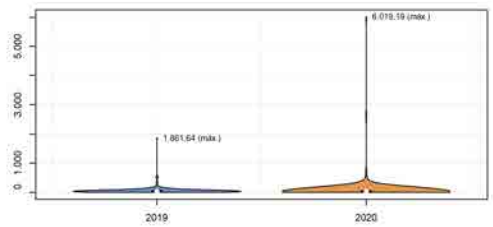


Figura 3.33: Distribución dos valores positivos da marxe (BAI/Vendas)

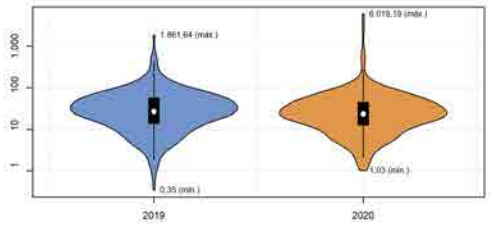


Figura 3.34: Distribución do logaritmo dos valores positivos da marxe (BAI/Vendas)

No que se refire ó apancamento financeiro, o primeiro que temos que ver é para cuantas empresas o valor do apancamento financeiro é maior que un, indicando que a empresa é quen de incrementar a súa rendibilidade financiando os seus novos investimentos con débeda; e para cuantas empresas aquel valor é menor que un, indicando que a empresa está sobre-endebedada e que financiar os novos investimentos con débeda pode afectar negativamente á rendibilidade. O resultado é o seguinte:

- Das 327 empresas que conforman a mostra para o 2019, 7 presentan un valor do apancamento financeiro menor ou igual que un e as 320 empresas restantes presentan un valor maior que un para o apancamento financeiro.
- Das 262 empresas que conforman a mostra para o 2020, 10 presentan un valor do apancamento financeiro menor ou igual que un e as 252 empresas restantes presentan un valor maior que un para o apancamento financeiro.

Desta información podemos concluir que as empresas do sector en Galicia están en xeral ben posicionadas se queren financiar os seus novos investimentos con débeda financeira (con custo).

Atendendo á distribución das observacións do apancamento financeiro, podemos confirmar nas Figuras 3.36 e 3.37 que a saúde financeira das empresas da mostra é bastante boa: o 50 % das mesmas (as situadas entre o primeiro e o terceiro quartís) presenta apancamentos entre o 7,25 e o 24,90 en 2019 e entre o 5,23 e o 22,99 en 2020.

A Figura 3.38, pola súa parte, presenta as mellores empresas no que ó apancamento financeiro refírese. Coma acontecía no caso da rendibilidade financeira, non hai coincidencias entre as dez mellores empresas do 2019 e as dez mellores de 2020.

O efecto fiscal, por último, mostra unha meirande concentración cá das demais variables, o que era de esperar. O 75 % das observacións atópanse entre un efecto do 0,75 e un efecto do 0,81 (2019) ou 0,80 (2020), con medias e medianas moi preto unhas doutras.

3.3.8. Liquidez xeral

A *ratio* de liquidez calcúlase como o activo circulante dividido entre o pasivo circulante, é dicir, dividindo o activo a curto prazo (tesourería e créditos a clientes, principalmente) entre o pasivo a curto prazo (débedas con fornecedores e outros acredores). Normalmente, esta *ratio* debe presentar un valor superior a un (e mellor canto maior sexa) para garantir que cos recursos a curto prazo é suficiente para afrontar as obrigas a curto prazo; aínda que esta afirmación non é válida para calquera sector.

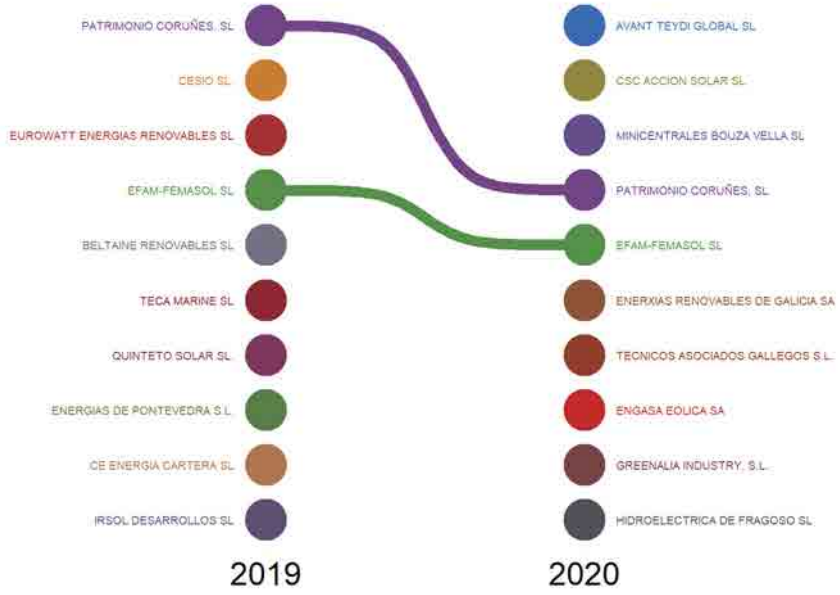


Figura 3.35: Empresas con mellor marxe (BAI/Vendas)

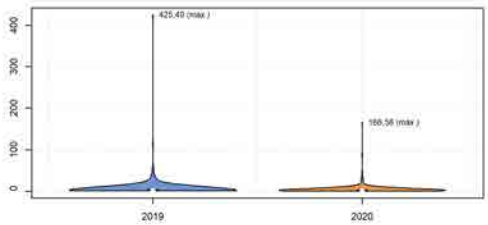


Figura 3.36: Distribución dos valores do apancamento financeiro

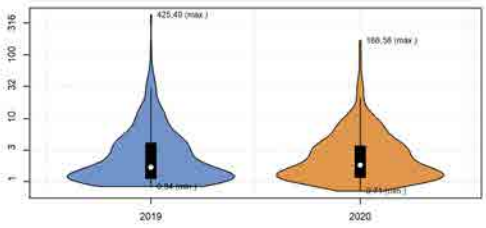


Figura 3.37: Distribución do logaritmo dos valores positivosdo apancamento financeiro

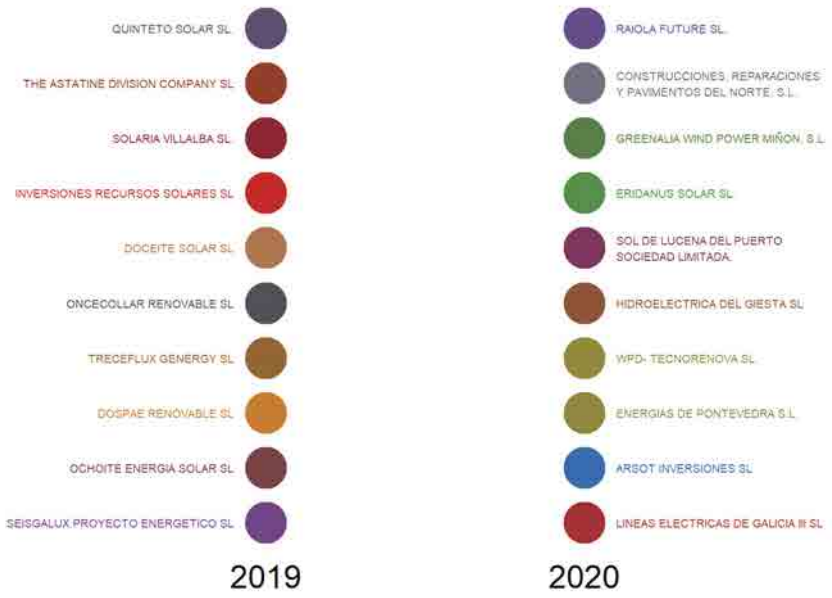


Figura 3.38: Empresas con maior apancamento financeiro

Na figura 3.39 vemos a distribución dos valores da *ratio* de liquidez. Prescindindo dos valores extremos, a mediana sitúase en valores que podemos qualificar como satisfactorios: 1,79 no 2019 e 1,67 no 2020. As medias, influenciadas polos devanditos valores extremos, son de 24,25 no 2019 e 13,85 no 2020.

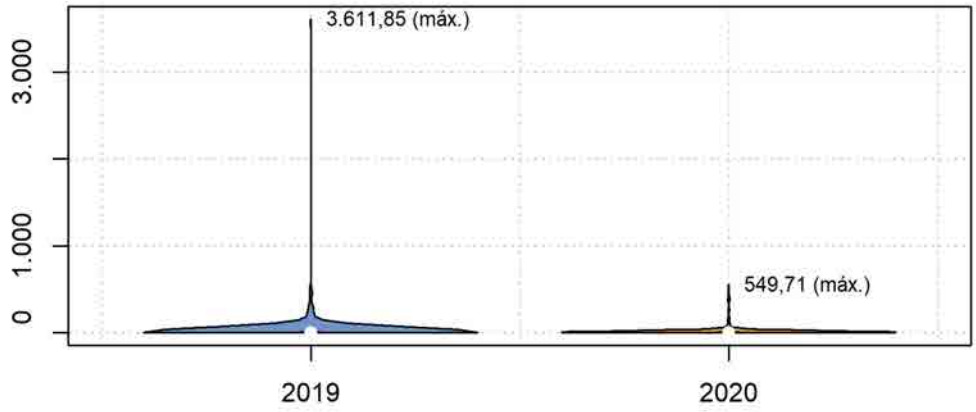


Figura 3.39: Distribución dos valores da *ratio* de Liquidez

Estrañamente, algunhas das observacións das que dispoñemos son cero. Se prescindimos das mesmas, quedamos con 441 valores para 2019 e 407 para 2020, cuxo logaritmo presentamos na Figura 3.39. Sen esas observacións, as medianas e medias mantéñense practicamente nos mesmos valores cós apuntados enriba.

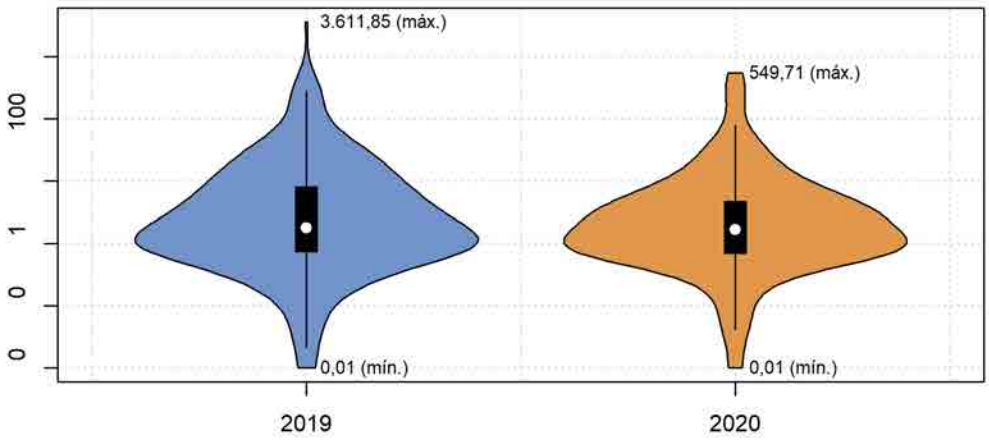


Figura 3.40: Distribución do logaritmo dos valores da *ratio* de liquidez, para as observacións maiores ca cero

O 75 % dos valores da *ratio* de liquidez xeral atópanse en valores entre 0,8 e 8,0 no 2019, e entre o 0,7 e o 4,6 en 2020, evidenciando de novo o impacto da pandemia nas empresas do sector enerxético galego no ano 2020.

Na Figura 3.41 preséntanse as dez mellores empresas atendendo á *ratio* de liquidez xeral,

tanto no 2019 como no 2020.

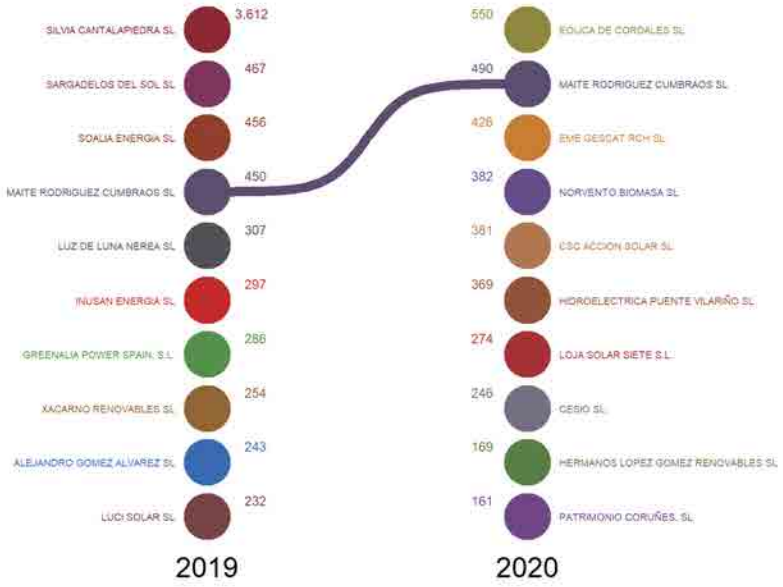


Figura 3.41: Empresas con maior valor da *ratio* de liquidez xeral

3.3.9. Endebedamento

A *ratio* de endebedamento calcúlase como o total das débedas da empresa, con ou sen custo financeiro (ou, noutras verbas, sexan de entidades financeiras ou de fornecedores e acredores) sobre o total dos fondos propios. Mede, por tanto, a cantidade de débeda fronte a terceiros en relación ás aportacións dos socios e ós beneficios non distribuídos ou, o que é o mesmo, a independencia financeira da empresa fronte a terceiros.

Na Figura 3.42 podemos ver que repítese o padrón de elevada concentración nos valores máis baixos. De tódalas observacións que temos, unha é igual a cero; se prescindimos da mesma, podemos representar os valores do logaritmo da *ratio* de endebedamento como na Figura 3.43.

A figura 3.44 representa as dez empresas con mellor valor da *ratio* de endebedamento (valores máis baixos) para os anos 2019 e 2020.

3.3.10. Número de empregados

Semella evidente que o número de empregados é un indicador razoable do tamaño da empresa. Pero, por outro lado, o número de empregados dunha empresa tamén está relacionado coa productividade da mesma. En efecto, se unha empresa é quen de acadar un nivel de vendas superior ó de outra co mesmo número de empregados, aquela será máis productiva que esta. Así, para esta variable faremos dous análisis: por unha parte, analisaremos o valor da variable en si; por outra parte, analisaremos o valor da *ratio* de vendas por empregado. A primeira análise está relacionada co tamaño da empresa namentres que a segunda está relacionada coa productividade da empresa.

Temos que comentar que moitas empresas da nosa amostra non declaran o valor desta variable así que utilizaremos 105 empresas de 2019 e 113 de 2020. Os valores mínimos son de un empregado para ámbolos dous anos. A mediana é de dous empregados en 2019 e 2020; e a media de de 6 empregados en 2019 e de 5,6 en 2020. O 75 % das empresas da amostra teñen 6 ou menos empregados. Para 2020 ese número baixa a 5 empregados.

Nas figuras 3.45 e 3.46 mostramos a distribución dos valores da variable "Número de Empregados" e do seu logaritmo. Na figura 3.47 vamos as empresas con maior número de empregados para cada un dos anos considerados.

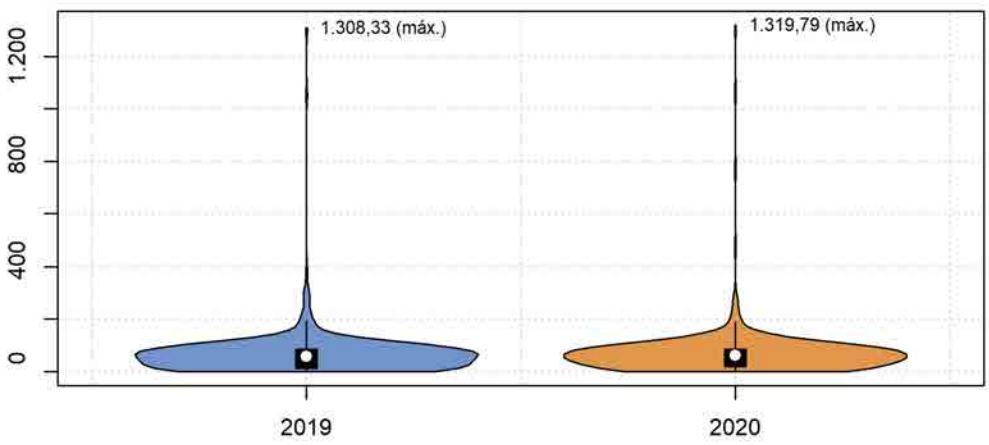


Figura 3.42: Distribución dos valores da *ratio* de endebedamento

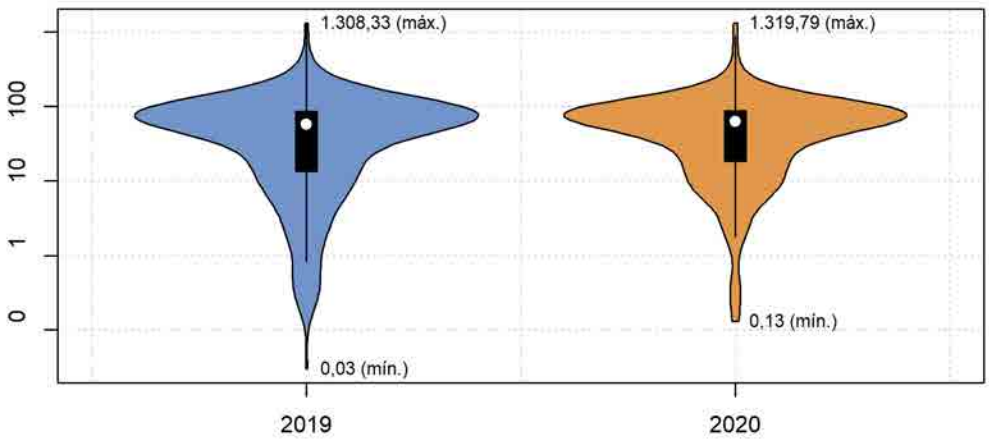


Figura 3.43: Distribución do logaritmo dos valores maiores que cero da *ratio* de endebedamento

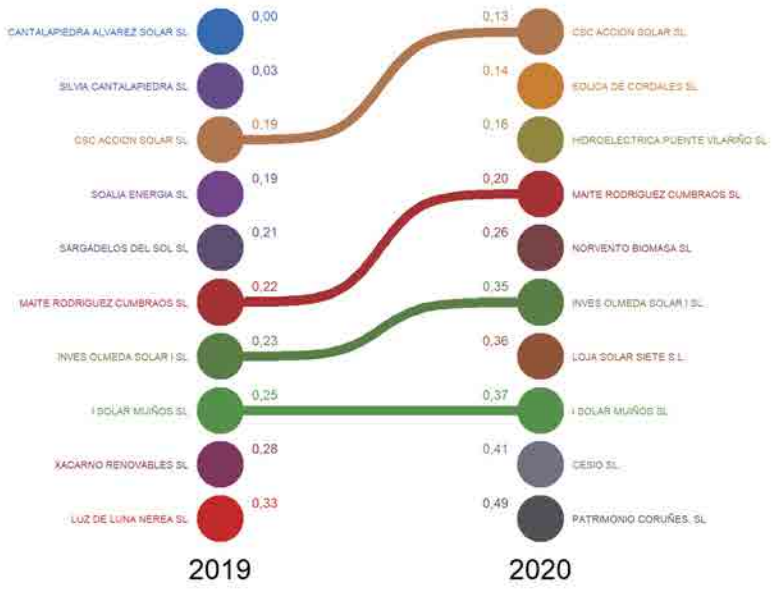


Figura 3.44: Empresas con maior valor da *ratio* de endebedamento

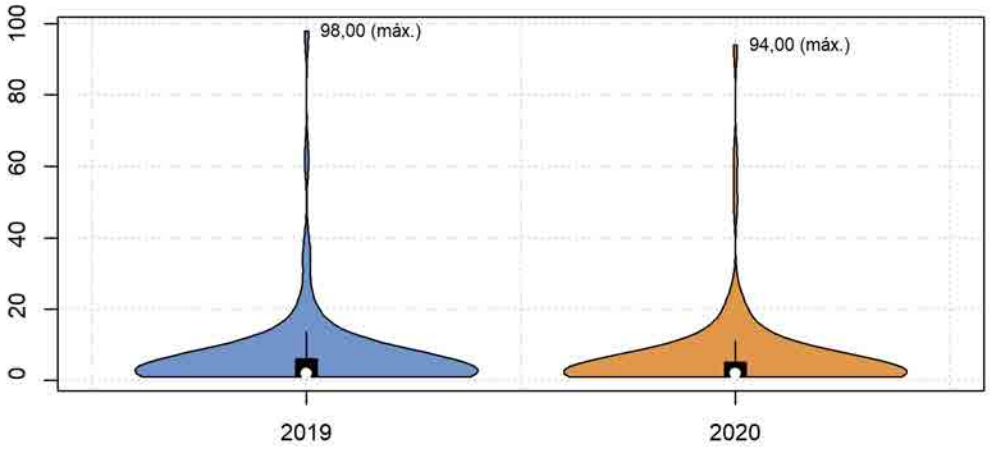


Figura 3.45: Distribución dos valores da variable "Número de Empregados"

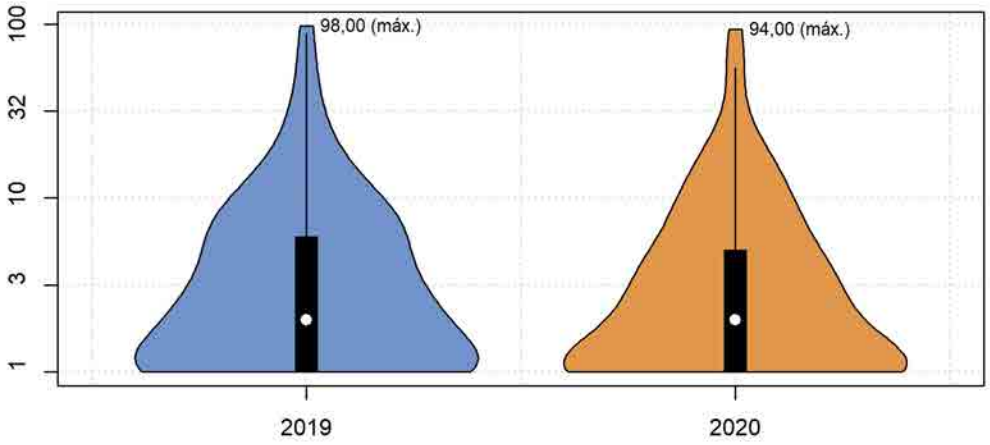


Figura 3.46: Distribución do logaritmo dos valores da variable "Número de Empregados"

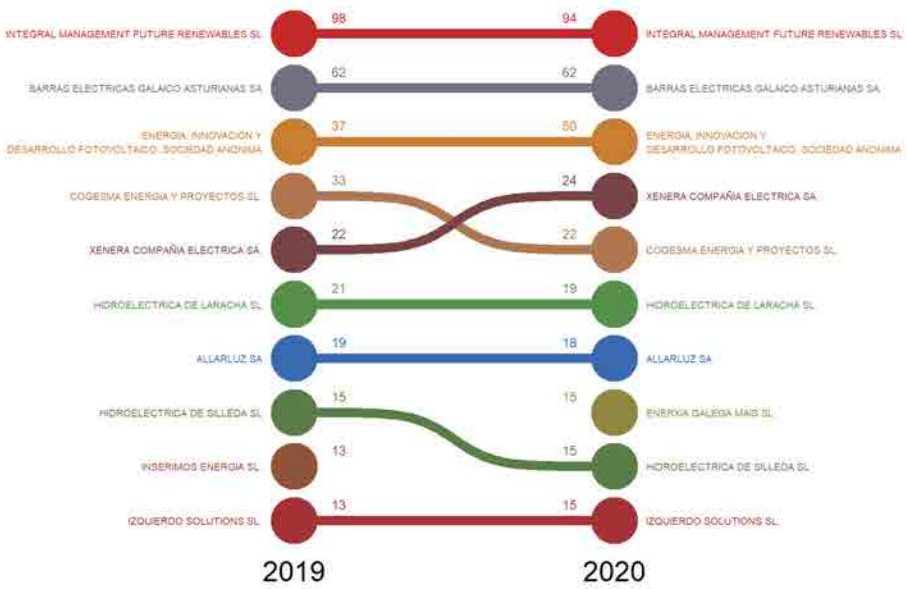


Figura 3.47: Empresas con maior número de empregados

Para as 218 observacións da variable "Número de Empregados" calculamos agora o valor da *ratio* de vendas (en milleiros de euros) por empregado. O Cadro 3.29 presenta as principais estadísticas desta *ratio*.

Cadro 3.29: Resumo da *ratio* de vendas (en milleiros de euros) por empregado

	Ano	n	Mín.	Mediana	Media	Máx.
Vendas (milleiros de euros) por empregado	2019	105	2	213,8	722,5	6.112,4
	2020	113	1	204,0	646,4	13.268,0
		218	1	210,4	683,1	13.268,0

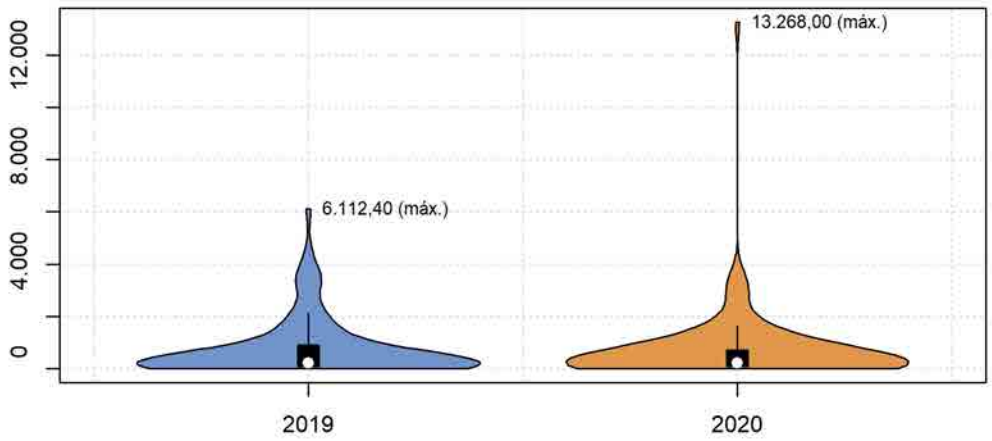


Figura 3.48: Distribución dos valores da *ratio* de vendas por empregado

3.4. A achega ao PIB e o Valor Engadido Bruto (VEB)

No referente á **achega ao PIB** galego, o Instituto Galego de Estatística ofrece o dato conxunto do sector das "Industrias extractivas; subministro de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado; subministro de auga, actividades de saneamento, xestión de residuos e descontaminación". O valor do conxunto destas actividades moveuse nos últimos 10 anos entre os 3.200 M€ anuais (en 2013 e en 2018) e os 2.500 M€, de 2019, cifra acadada no último ano do que hai rexistro (Cadro 3.30). Isto supuxo entre o 2010 e o 2019 un incremento total de apenas o 3 % e unha achega final de en torno ao 4-5 % sobre o total do PIB galego ao longo destes anos, porcentaxe similar á rama de "agricultura, gandería, silvicultura e pesca" e lixeiramente por baixo do da "construción" (6 %-7 %). Nos últimos anos dos que hai datos (2018-2019) a evolución foi negativa, cun descenso en torno ao 23 %.

Cadro 3.30: Produto Interior Bruto, Valor Engadido Bruto (VEB), Variación Interanual e Valor Engadido Bruto sobre a industria galega da Rama de Actividade "R35 Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado". Fonte: IGE

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (p)
Produto Interior Bruto Rama "R35"	2.484.144 €	2.729.639 €	3.243.561 €	2.876.097 €	2.550.085 €	2.592.005 €	2.493.274 €	3.284.964 €	2.535.597 €
Valor Engadido Bruto (VEB) sobre a economía galega	3,69 %	4,51 %	5,62 %	4,83 %	3,97 %	3,81 %	3,52 %	4,72 %	3,28 %
Variación interanual	-2 %	17 %	24 %	-13 %	-15 %	0 %	-5 %	40 %	-29 %
Valor Engadido Bruto (VEB) sobre a industria galega	21,20 %	25,90 %	29,80 %	26,20 %	22,30 %	21,70 %	19,90 %	25,00 %	18,90 %

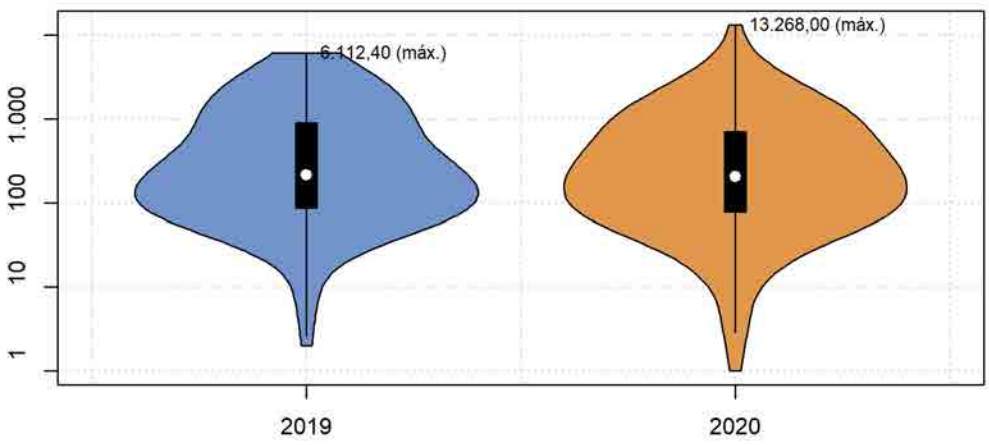


Figura 3.49: Distribución do logaritmo dos valores da *ratio* de vendas por empregado

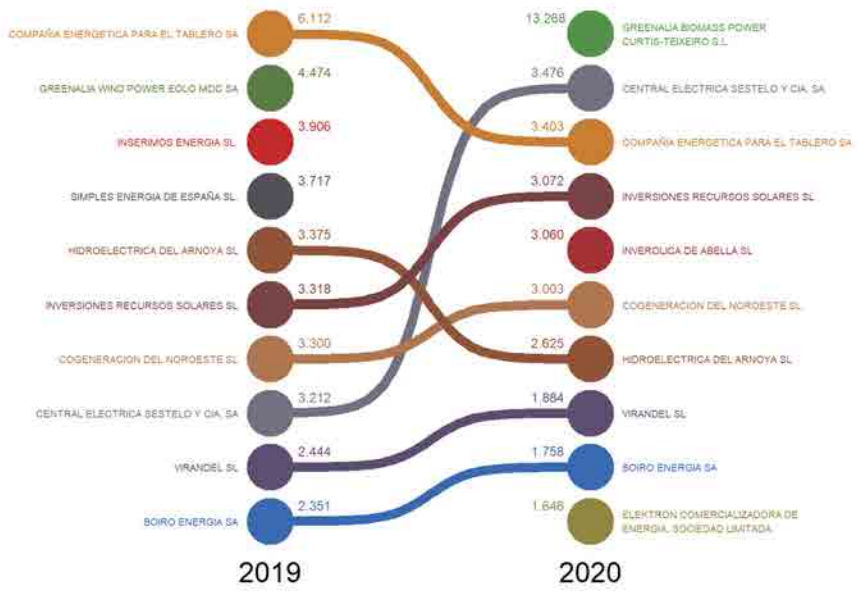


Figura 3.50: Empresas con maior valor da *ratio* de vendas (en milleiros de euros) por empregado

No referente ao **valor engadido bruto**[10] (VEB), a rama de actividade "R35.Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado" achegou no 2019 un 3,28 % do valor engadido bruto total galego, o que supuxo 1.893 M€. As maiores achegas porcentuais en VEB volven suceder nos anos 2013 (5,62 %), 2014 (4,83 %) e 2018 (4,78 %), polo que no último ano dispoñible a achega redúcese preto do 30 % en comparación co ano 2018. A razón está no parón da actividade nas centrais térmicas de As Pontes e Meirama en 2019. Nese ano, 2019, o valor engadido bruto é similar ao da "agricultura, gandaría e caza" (3,21 %), ao de "información e comunicacións" (3,15 %), ou ao de "actividades financeiras e de seguros" (3,51 %).

Sobre o conxunto da industria galega, **o peso desta rama de actividade "R35 Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado"** alcanzou preto do 20 % de achega ao Valor Engadido Bruto en 2019, chegando ate un valor incluso superior, ao 29,8 % en 2013 (Cadro 3.30). Estes valores sitúan a esta rama de actividade como a que máis valor engadido bruto achega a nivel industrial en Galicia dentro da industria, seguida pola rama "R29 Fabricación de vehículos de motor, remolques e semirremolques" cun 12 % en 2019 (Figura 3.51). **Polo tanto, a actividade de fornecemento de enerxía é unha actividade estratéxica para Galicia a nivel industrial, xa que case un de cada cinco euros a nivel de valor engadido bruto provén da actividade enerxética**.

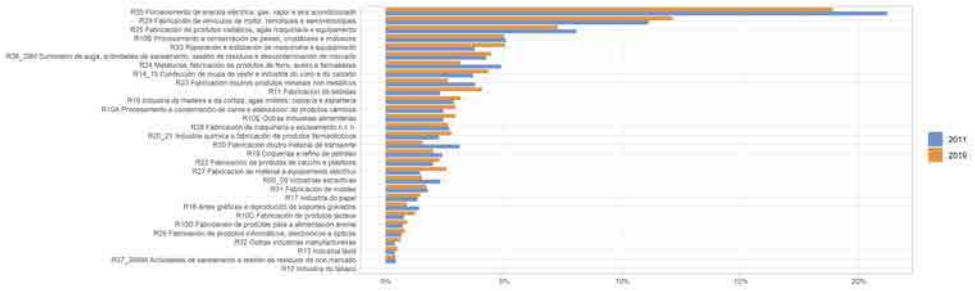


Figura 3.51: Achegas ao valor engadido bruto (VEB) por ramas de actividade industrial sobre o total da industria. Galicia (2011-2019). Fonte: IGE

3.5. O índice de produción industrial

O **índice de produción industrial** (IPI[11]) de Galicia con base no ano 2015 no referente á "Enerxía" sitúase a mediados de 2022 nos 63,97 puntos (Cadro 3.31). Isto é, na actualidade Galicia reduciu a súa produción industrial de enerxía nun 36 % en relación a 2015. Este valor está moi por debaixo da media galega da industria (108,03), así como por debaixo da media estatal, tanto do índice de enerxía (101,44) como tamén do conxunto industrial estatal (113,20). De feito, a variación galega anual do último ano (2021/22) é negativa (-3,5 %), mentres que a nivel estatal se incrementou un 14,5 %. Esta situación contraponse ao efecto positivo derivado da variación anual previa, do ano 2020/21, que foi moi positiva (+23,50 %), indicativo da recuperación da normalidade posterior ao ano 2020 de confinamentos provocados polo COVID-19.

Obsérvase como o nivel do índice de "Enerxía" acadado en 2018 (82,44) para Galicia non se deu recuperado ao longo destes catro últimos anos, e marca unha perda de preto do 22 % deste índice entre os anos sinalados 2018 e 2022 (Cadro 3.31). Esta situación vén derivada sobre todo do parón na produción das instalacións térmicas de As Pontes e Meirama a partir do ano 2019. Estas centrais termoeléctricas de carbón pasaron de xerar en 2018 un 32 % da electricidade (e de supoñer 2.476 kteps en 2018 de enerxía primaria) a xerar tan só o 10 % da

[10] Por Valor Engadido Bruto enténdese a diferenza entre o valor da produción e os consumos intermedios para cada unidade dedicada a unha actividade produtiva. Defínese como unha parte do PIB, xa que a suma dos valores engadidos brutos, máis os impostos netos de subvencións sobre los produtos, dan como resultado o Produto Interior Bruto polo lado da oferta.

[11] O Índice de Produción Industrial (IPI) é un indicador coxuntural que mide a evolución mensual da actividade produtiva das ramas industriais, sen ter en conta a construción, contidas na Clasificación Nacional de Actividades Económicas 2009 (CNAE-2009). Mide a evolución conxunta da cantidade e da calidade, eliminando a influencia dos prezos. Ten como finalidade medir a evolución no corto prazo do valor engadido nas ramas industriais, medir os cambios producidos no volume. É a ratio entre o volume de output producido polas empresas menos os consumos necesarios para obter esa produción e o volume de output menos os consumos do período base.

Cadro 3.31: Indice de produción industrial xeral e por destino económico dos bens (Base 2015). Fonte: INE.

	2022M06	2021/22	2021M06	2020/21	2020M06	2019/20	2019M06	2019-2022	2018M06	2018-2022
Total Estatal										
Total industria	113,21	6,4 %	106,43	11,1 %	95,80	-10,1 %	106,51	6,3 %	108,62	4,2 %
Bens de consumo	112,99	6,0 %	106,56	11,7 %	95,41	-3,8 %	99,21	13,9 %	102,52	10,2 %
Bens de consumo duradeiro	122,36	5,3 %	116,20	24,8 %	93,14	-11,1 %	104,78	16,8 %	110,02	11,2 %
Bens de consumo no duradero	112,21	6,1 %	105,75	10,6 %	95,61	-3,2 %	98,75	13,6 %	101,89	10,1 %
Bens de equipo	121,21	10,5 %	109,68	6,2 %	103,25	-13,7 %	119,66	1,3 %	120,91	0,2 %
Bens intermedios	115,99	-0,7 %	116,87	19,3 %	97,93	-10,8 %	109,84	5,6 %	116,38	-0,3 %
Enerxía	101,44	14,5 %	88,57	3,3 %	85,71	-11,8 %	97,21	4,3 %	92,65	9,5 %
12 Galicia										
Total industria	108,03	5,5 %	102,36	13,7 %	90,03	-9,8 %	99,85	8,2 %	107,59	0,4 %
Bens de consumo	146,07	8,1 %	135,18	38,3 %	97,72	-15,4 %	115,50	26,5 %	106,95	36,6 %
Bens de consumo duradeiro	233,39	37,6 %	169,65	44,0 %	117,81	-13,6 %	136,39	71,1 %	137,97	69,2 %
Bens de consumo no duradero	141,38	6,0 %	133,33	38,0 %	96,64	-15,5 %	114,38	23,6 %	105,29	34,3 %
Bens de equipo	109,40	24,3 %	88,05	-10,8 %	98,76	-8,7 %	108,16	1,1 %	110,87	-1,3 %
Bens intermedios	118,12	-5,5 %	125,04	11,4 %	112,26	-7,6 %	121,56	-2,8 %	131,26	-10,0 %
Enerxía	63,97	-3,5 %	66,31	23,5 %	53,67	-6,6 %	57,44	11,4 %	82,44	-22,4 %

electricidade galega en 2019 (e alcanzar os 588 kteps en 2019 de enerxía primaria). A taxa de variación entre o 2021-2022 foi negativa en Galicia (-13,1 %) e positiva no Estado (15,9 %).

No caso de analizar o índice de produción industrial específico para a sección ou a rama de actividade "35 Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado"[12] para o Estado e para Galicia pódese observar como este índice con base 2015 sitúase nos 50,38 puntos, un valor case a metade que o do Estado (97,00), lonxe do valor de 72,93 acadado en 2018 (Cadro 3.32). Confírmase de novo o apuntado anteriormente: hai unha caída drástica da produción industrial en Galicia na actividade de "fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado".

Cadro 3.32: Valor do índice produción industrial por seccións e divisións CNAE-09 (base 2015) e taxas de variación anuais. Galicia e Estado. Comparación datos mes de xuño de 2018, de 2021 e de 2022. Fonte: INE.

	Indice		Taxa de variación anual		Taxa de variación anual		Indice	
	Galicia 2022/Xuño	Estado 2022/Xuño	Galicia 2022/Xuño	Estado 2022/Xuño	Galicia 2021/Xuño	Estado 2021/Xuño	Galicia 2018/Xuño	Estado 2018/Xuño
Xeral	108,03	113,21	5,5	6,4	13,7	11,1	107,59	108,62
B Industrias extractivas	133,76	95,17	-37,2	-6,5	59,7	6,6	74,04	99,29
08 Outras industrias extractivas	133,76	112,37	-37,2	-6,8	59,7	17,4	74,04	102,57
C Industria manufactureira	124,80	116,27	9,8	5,1	12,4	12,9	118,29	112,68
10 Industria da alimentación	113,17	105,49	-13,2	2,9	21,2	8,6	112,43	100,73
11 Fabricación de bebidas	165,45	126,34	7,2	3,1	43,2	25,4	135,59	107,23
13 Industria téxtil	119,98	114,10	33,8	5,8	-17,3	22	87,88	111,26
14 Confección de roupa de vestir	231,32	124,70	62,8	16,9	128,3	75,6	63,11	93,37
15 Industria do coiro e do calzado	*	85,65	n.d.	11,1	n.d.	28,9	n.d.	91,29
16 Industria da madeira e da cortiza, agás mobles; cestaría e espartaría	143,45	125,10	-9,8	1,7	48,4	27	129,23	116,79
17 Industria do papel	123,09	110,06	0,8	4	9,4	14,1	128,04	104,97
18 Artes gráficas e reprodución de soportes gravados	*	78,32	n.d.	11,3	n.d.	4,2	n.d.	79,73
19 Coquerías e refinación de petróleo	*	105,80	n.d.	22,8	n.d.	7,7	n.d.	97,57
20 Industria química	123,15	114,53	28,8	-0,5	-21,7	11,2	135,26	109,36
21 Fabricación de produtos farmacéuticos	*	134,87	n.d.	9,6	n.d.	-2,6	n.d.	112,51
22 Fabricación de produtos de caucho e plásticos	115,30	121,70	10	5	-8,9	14,4	129,72	120,38
23 Fabricación doutros produtos minerais non metálicos	147,33	129,96	19,7	2,7	31	20,3	141,17	115,87
24 Metalurxia; fabricación de produtos de ferro, aceiro e ferroaliaxes	84,30	99,56	-22	-10	16,4	30,6	106,55	114,32
25 Fabricación de produtos metálicos, agás maquinaria e equipamento	121,56	123,71	13,6	4,3	4,9	18,2	129,39	118,32
26 Fabricación de produtos informáticos, electrónicos e ópticos	*	129,19	n.d.	1,6	n.d.	9,1	n.d.	121,50
27 Fabricación de material e equipamento eléctrico	96,42	123,42	-21,4	-2,2	-23,7	21,7	204,20	122,76
28 Fabricación de maquinaria e equipamento n.c.n.	156,48	145,94	6,4	-2,1	32,6	25,6	172,73	135,60
29 Fabricación de vehículos de motor, remolques e semirremolques	113,81	103,78	37	26	-26,9	-10,2	101,02	116,72
30 Fabricación doutro material de transporte	51,45	108,05	-18,2	3,5	-15,7	4	162,88	119,10
31 Fabricación de mobles	234,60	130,81	47,4	7,8	60,4	27,5	129,87	118,02
32 Outras industrias manufactureiras	208,08	131,05	6,5	8,8	102,3	27,6	149,51	125,96
33 Reparación e instalación de maquinaria e equipamento	72,99	117,70	11,3	8,5	-12,2	6,1	98,96	120,79
D Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado	50,38	97,00	-13,1	15,9	17,5	3,5	72,93	88,19
35 Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado	50,38	97,00	-13,1	15,9	17,5	3,5	72,93	88,19
36 Captación, depuración e distribución de auga	n.d.	125,22	n.d.	4,1	n.d.	0,3	n.d.	115,33

[12] Diferénciase este índice da actividade "35 Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado" do índice "Enerxía" por estar centrado na produción destes distintos tipos de enerxías, mentres que o de "Enerxía" ten un carácter xeral e engloba tamén outros consumos como o de produtos petrolíferos, calor e outros produtos.

3.6. O Índice de prezos industriais

No referente á análise da variación do **índice de prezos industriais** (IPRI[13]) (base 2015) con destino (económico dos bens) a "Enerxía" para Galicia, pódese observar como este case se duplicou entre xuño de 2021 e xuño de 2022 (+92 %). O valor do índice de prezos industriais incrementouse case tanto nos últimos 15 meses (marzo 2021-xuño 2022), un 106 %, como nos anteriores 7 anos (xuño 2015-xuño 2022), un 110 %. (Cadro 3.33 e Figura 3.52).

Cadro 3.33: Variación dos prezos industriais con destino "Enerxía". Galicia. (03/2021-06/2022). Fonte: INE

DATA	VARIACIÓN MENSUAL	VARIACIÓN ACUMULADA (03/2021-06/2022)	VARIACIÓN ACUMULADA (06/2015-06/2022)
2022M06	5 %	105 %	
2022M05	1 %	100 %	
2022M04	-4 %	99 %	
2022M03	19 %	103 %	
2022M02	4 %	84 %	
2022M01	4 %	80 %	
2021M12	9 %	76 %	
2021M11	2 %	68 %	110 %
2021M10	15 %	66 %	
2021M09	20 %	51 %	
2021M08	5 %	31 %	
2021M07	6 %	26 %	
2021M06	7 %	20 %	
2021M05	4 %	13 %	
2021M04	10 %	10 %	
2021M03	10 %		



Figura 3.52: Variación dos prezos industriais con destino "Enerxía". Galicia. (06/2015-06/2022). Fonte INE

Se tomamos de referencia o comezo da invasión rusa da Ucraína a finais de febreiro de

[13] O índice de prezos industriais mide a evolución mensual dos prezos dos produtos fabricados pola industria e vendidos no mercado interior na primeira etapa da súa comercialización. Considéranse os prezos de venda a saída de fábrica, excluíndo os gastos de transporte e de comercialización, ademais do IVE facturado.

2022, o incremento supuxo un 24 % máis en apenas 5 meses, sendo crítico o incremento do 18,8 % de febreiro a marzo de 2022, cando comeza a invasión rusa (Figura 3.53).

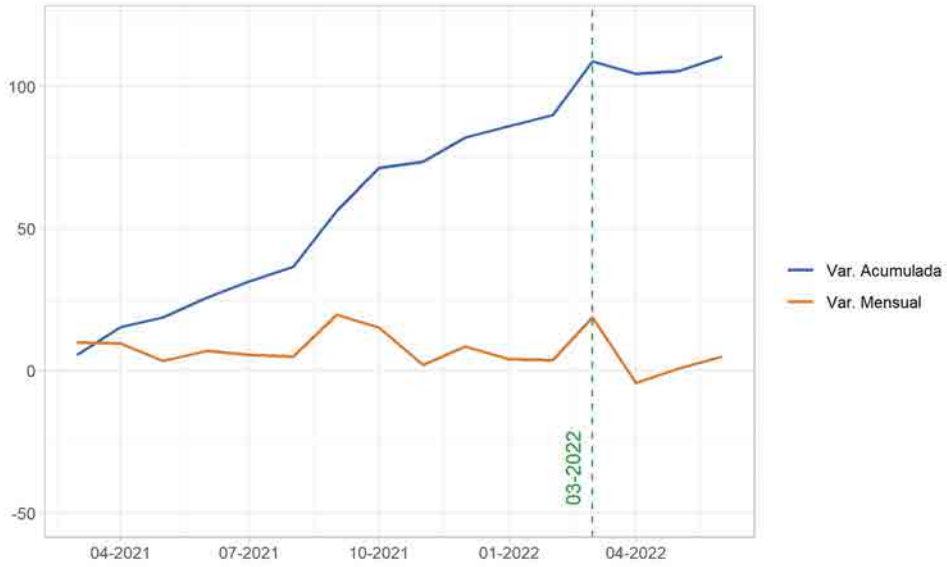


Figura 3.53: Variación dos prezos industriais con destino "Enerxía". Galicia. (03/2021-06/2022). Fonte INE

O **índice de prezos industriais por divisións de actividade para o Estado e para Galicia** amosa distinto comportamento en función da rama de actividade considerada (Cadro 3.34). Así, para a actividade "35 subministro de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado" o índice presenta unha variación anual no último ano de xuño de 2021 a xuño de 2022 do 117 % (superior ao incremento estatal para o mesmo período), situándose no valor 284,37 (fronte aos 235,63 estatal). **Mantense unha situación de prezos elevados a nivel industrial para esta rama da industria en Galicia, por riba da media dos prezos do resto do Estado. En Galicia, por tanto, estase a pagar máis que na media do Estado polo subministro de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado. O ano 2019, previo ao do COVID-19, os valores destes prezos industriais para esta rama estaban en valores similares aos do Estado: nun valor de 104 para Galicia e de 99 de media no Estado. Co COVID-19, os prezos industriais relacionados coa enerxía baixaron, debido ao parón da economía e á redución do consumo e demanda de combustibles fósiles, e no ano 2021 incrementáronse e tomaron un valor de 131 para Galicia e de 115 para o Estado**. Se comparamos estes valores do ano pasado, o 2021, cos valores actuais (284 Galicia e 235 Estado), pódese observar como estes se duplicaron. En perspectiva, o valor último rexistrado fala de que en xuño de 2022 os prezos industriais da rama de subministro de enerxía son case tres veces máis os do ano 2015.

O comportamento do índice de prezos industriais para a actividade de subministro de enerxía é lixeiramente distinto en Galicia en comparación co do Estado: a maior diferenza entre os índices galego e estatal deuse este último medio ano, para o que o índice galego é un 21 % superior ao estatal. Anteriormente, no 2021 o índice galego superaba ao estatal nun 14 %, e no 2019 nun 5 %.

A maior variación mensual deste índice para esta actividade aconteceu en 2022 no mes de marzo, cun +15,3 % (+11,3 % a nivel estatal), incremento que se une aos de abril, setembro, outubro e decembro de 2021 (+15,5 %; +24,9 %; +17,8 % e +12,4 %, respectivamente), ano que estivo condicionado pola suba dos prezos do gas natural.

Cómpre sinalar que o incremento do índice de prezos na outra actividade do sector enerxético, "19 coquerías e refino de petróleo" amosa un comportamento semellante. A nivel estatal, alcanza en xuño de 2022 o valor de 269,32, o que supón 1,37 veces o valor do indice de 2019. De feito o incremento deste índice de xaneiro a xuño de 2022 alcanzou o 92 %.

Cadro 3.34: Índice de Prezos Industriais. Galicia e Estado (xuño 2019; 2020; 2021 e 2022). (Base 2015) Fonte: INE

Índice de Prezos Industriais. Base 2015	2022M06		2021M06		2020M06		2019M06	
	Estado	Galicia	Estado	Galicia	Estado	Galicia	Estado	Galicia
19 Coquerías e refino de petróleo								
Índice	269,32	n.d.	119,50	n.d.	75,44	n.d.	113,20	n.d.
Variación anual	125 %	n.d.	58 %	n.d.	-33 %	n.d.	-7 %	n.d.
Variación xaneiro a xuño 2022	92 %	n.d.			**Variación 2021-2019**		6 %	n.d.
24 Metalurxia; fabricación de produtos de ferro, aceiro e ferroaleacións								
Índice	187,82	165,18	140,54	123,15	104,20	93,31	113,53	110,91
Variación anual	34 %	34 %	35 %	32 %	-8 %	-16 %	-5 %	-2 %
Variación xaneiro a xuño 2022	15 %	11 %			**Variación 2021-2019**		24 %	11 %
25 Fabricación de produtos metálicos, excepto maquinaria e equipo								
Índice	126,40	130,67	111,25	112,91	103,72	107,95	104,34	106,54
Variación anual	14 %	16 %	7 %	5 %	-1 %	1 %	1 %	2 %
Variación xaneiro a xuño 2022	9 %	14 %			**Variación 2021-2019**		7 %	6 %
35 Subministro de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado								
Índice	235,63	284,37	115,29	131,17	87,23	89,11	99,61	104,61
Variación anual	104 %	117 %	32 %	47 %	-12 %	-15 %	-2 %	-5 %
Variación xaneiro a xuño 2022	20 %	13 %			**Variación 2021-2019**		16 %	25 %
Comparación Indice en Galicia co do Estado		21 %		14 %		2 %		5 %

3.7. O emprego no subsector da Industria da enerxía, subministro de auga e xestión de residuos

A poboación ocupada en Galicia dentro da *Industria da enerxía, subministro de auga e xestión de residuos* superou no segundo trimestre do ano 2022 apenas as 7.900 persoas (66 % homes e 34 % mulleres) (Cadro 3.35). Isto supón que absorbe ao 4,7 % dos empregos totais do sector industrial, porcentaxe que se reduce ao 0,7 % sobre o total de empregos en Galicia. Trátase dun subsector que chegou a ter 12.200 persoas empregadas en 2020 (en torno a 4.300 empregos máis) o que implicaba dispoñer dun 6,7 % dos postos da industria ese ano (1,1 % do total). Isto supón unha perda de emprego do -35 % nestes dous últimos anos. É interesante salientar como a participación feminina no sector foi incrementándose e pasou do escaso 10 % en 2020 ao 34 % no segundo trimestre de 2022, o que implicou un crecemento en postos laborais femininos do 125 % entre 2020 e 2022.

Cadro 3.35: Poboación ocupada por sexo en Galicia, por sectores e na rama de actividade “Industria da enerxía, subministro de auga e xestión de residuos” . Fonte: IGE

	2018		2019		2020		2021		2022/I		2022/II					
	Miles de persoas	Empregos sobre o total	Miles de persoas	Empregos sobre o total	Miles de persoas	Empregos sobre o total	Miles de persoas	Empregos sobre o total	Miles de persoas	Empregos sobre o total	Miles de persoas	Empregos sobre o total	2018-2022/II	2019-2022/II	2020-2022/II	2021-2022/II
Total	1077,6	100 %	1095,2	100 %	1074,2	100 %	1085,1	100 %	1091,4	100 %	1105,2	100 %	3 %	1 %	3 %	2 %
Homes	562,6	52 %	573,9	52 %	569,0	53 %	571,3	53 %	575,7	53 %	574,8	52 %	2 %	0 %	1 %	1 %
Mulleres	515,0	48 %	521,2	48 %	505,3	47%	513,8	47%	515,7	47 %	530,4	48 %	3 %	2 %	5 %	3 %
Agricultura e pesca															Agricultura e pesca	
Total	68,0	6,3 %	66,7	6,1 %	69,1	6,4 %	67,3	6,2 %	61,9	5,7 %	64,4	5,8 %	-5 %	-3 %	-7 %	-4 %
Homes	41,9	62 %	41,9	63 %	45,7	66 %	44,6	66 %	40,1	65 %	42,6	66 %	2 %	2 %	-7 %	-4 %
Mulleres	26,1	38 %	24,9	37%	23,4	34 %	22,8	34 %	21,8	35 %	21,8	34 %	-16 %	-12 %	-7 %	-4 %
Industria																
Total	169,0	15,7 %	179,4	16,4 %	182,4	17,0 %	170,7	15,7 %	168,9	15,5 %	168,4	15,2 %	0 %	-6 %	-8 %	-1 %
Homes	122,8	73 %	128,8	72 %	131,1	72 %	122,6	72 %	117,9	70 %	114,7	68 %	-7 %	-11 %	-13 %	-6 %
Mulleres	46,2	27 %	50,6	28 %	51,2	28%	48,1	28%	51,0	30 %	53,6	32 %	16 %	6 %	5 %	11%
Enerxía, subministro de auga e xestión de residuos (35-39)																
Total	9,8	0,9 %	10,1	0,9 %	12,2	1,1%	11,3	1,0%	8,7	0,8 %	7,9	0,7 %	-19 %	-22 %	-35 %	-30 %
% sobre o total do sector industrial		5,8 %		5,6%		6,7%		6,6%		5,2 %		4,7 %	n.d	n.d.	n.d	n.d.
Homes	8,6	88 %	9,1	90%	11,0	90%	8,6	76%	5,9	68 %	5,2	66%	-40 %	-43 %	-53 %	-40 %
Mulleres	1,3	13 %	1,1	11%	1,2	10%	2,7	24%	2,8	32 %	2,7	34 %	108 %	145 %	125 %	0 %
Construción																
Total	67,3	6,2 %	70,1	6,4 %	75,1	7,0%	72,7	6,7%	75,6	6,9%	73,8	6,7 %	10 %	5 %	-2 %	2 %
Homes	62,8	93 %	64,9	93 %	68,6	91%	67,2	92 %	69,1	91%	67,1	91 %	7 %	3 %	-2 %	0 %
Mulleres	4,5	7 %	5,2	7%	6,4	9 %	5,5	8%	6,5	9 %	6,7	9%	49 %	29 %	5 %	22 %
Servizos																
Total	773,3	71,8 %	778,9	71,1 %	747,7	69,6%	774,4	71,4 %	785,0	71,9 %	798,6	72,3 %	3 %	3 %	7 %	3 %
Homes	335,1	43 %	338,4	43 %	323,5	43 %	337,0	44 %	348,6	44 %	350,4	44 %	5 %	4 %	8 %	4 %
Mulleres	438,2	57 %	440,6	57%	424,2	57%	437,3	56%	436,4	56%	448,2	56%	2 %	2 %	6 %	2 %

No conxunto do sector industrial a evolución nos últimos anos foi tamén de perda de postos de traballo (-8 % dende o 2020), o mesmo que no sector primario. O comportamento foi mellor na construción e, sobre todo, no sector servizos.

En postos de traballo, a rama de actividade específica de fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado vén acollendo dende 2013 ao 0,16 %-0,17 % dos postos de traballo e das persoas empregadas de Galicia, en torno a 1.900 persoas en 2019. Estes valores son semellantes aos da "industria textil", a "industria de papel", a "industria química" ou a de "actividades das axencias de viaxes, operadores turísticos, servizos de reservas e actividades relacionadas" (Cadro 3.36).

Cadro 3.36: Postos de traballo por rama de actividade. Fonte: IGE.

Rama de actividade	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (p)
A. Agricultura, gandería, selvicultura e pesca	138.775	131.244	127.479	115.924	109.845	102.883	95.868	92.952	91.051	88.579	84.585	80.682	73.236	70.244	73.802	80.311	79.371	75.484
B. Industrias extractivas	7.150	7.022	6.965	6.935	6.836	7.019	6.373	5.774	5.378	5.170	4.836	4.212	4.149	3.922	4.391	4.006	3.927	3.992
C. Industria manufactureira	172.417	168.204	167.096	169.080	174.973	176.946	176.071	157.430	151.474	142.424	132.461	127.141	123.551	124.092	127.748	131.128	135.424	137.786
R10C Fabricación de produtos lácteos	2.072	2.175	2.164	2.457	2.416	2.302	2.136	2.242	2.099	2.144	1.977	2.098	2.067	1.958	2.048	2.111	2.229	2.312
R13 Industria téxtil	2.988	2.974	2.797	2.381	2.728	2.382	2.372	1.890	1.800	1.564	1.592	1.583	1.616	1.583	1.671	1.709	1.738	1.841
R17 Industria do papel	1.431	1.539	1.526	1.559	1.562	1.695	1.668	1.770	1.762	1.758	1.703	1.618	1.759	1.704	1.834	1.865	1.927	1.930
R20_21 Industria química e fabricación de produtos farmacéuticos	2.182	2.326	2.145	2.264	2.372	2.342	2.330	2.173	2.178	2.150	2.183	2.149	2.108	2.174	2.206	2.293	2.230	2.409
D. Enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado	2.861	2.787	2.705	2.657	2.607	2.542	2.635	2.708	2.580	2.372	2.410	2.342	2.273	2.214	2.201	2.158	2.041	1.919
E. Subministro de auga, actividades de saneamento, xestión de residuos e descontaminación	5.621	6.037	6.094	6.370	6.662	6.900	7.046	7.525	6.656	8.084	6.949	8.018	8.073	8.484	8.556	8.527	9.155	8.849
F. Construción	127.727	132.775	136.766	141.917	149.106	154.570	146.684	129.762	117.236	99.461	82.399	73.709	72.129	75.078	72.994	72.356	75.697	79.779
G. Comercio e reparación de vehículos	186.516	191.658	197.435	203.398	209.632	218.647	216.438	206.959	205.648	194.455	191.013	186.116	179.223	184.241	185.064	186.103	183.901	186.252
H. Transporte e almacenamento	47.452	48.378	49.035	50.283	51.416	54.162	55.667	52.494	52.794	51.964	49.393	47.767	47.454	46.640	46.998	49.034	49.869	52.394
I. Hostalería	59.490	60.127	65.025	73.004	78.050	80.456	77.486	72.344	69.308	70.517	68.727	74.588	73.030	67.547	68.043	76.477	78.503	80.138
J. Información e comunicacións	11.515	11.860	11.969	12.875	14.468	15.602	16.355	16.032	15.990	15.109	15.419	15.272	15.843	16.935	18.051	19.204	20.120	20.480
K. Actividades financeiras e de seguros	21.757	21.950	22.766	24.607	26.553	27.842	26.822	26.118	21.817	20.138	20.072	20.397	19.159	17.215	19.085	18.435	17.928	18.271
L. Actividades inmobiliarias	5.508	5.286	6.008	6.509	7.322	7.585	7.004	6.479	6.162	6.321	6.299	6.624	7.137	7.716	7.729	7.962	8.339	8.559
M. Actividades profesionais, científicas e técnicas	40.587	42.566	45.567	49.387	52.059	53.360	55.434	51.830	49.698	49.341	49.668	46.540	47.244	49.255	49.875	53.442	55.003	57.877
N. Actividades administrativas e servizos auxiliares	47.668	49.619	52.265	56.157	57.044	62.456	60.438	57.192	54.289	55.772	55.143	56.877	57.226	55.433	63.595	63.307	65.901	70.677
R79 Actividades das axencias de viaxes, operadores turísticos, servizos de reservas e actividades relacionadas	..	..	..	1.602	1.826	1.947	1.916	1.776	1.587	1.571	1.573	1.448	1.565	1.441	1.521	1.628	1.833	1.932
O. Administración pública e defensa; Seguridade Social obrigatoria	65.974	66.209	66.458	66.233	65.606	68.923	70.012	71.235	68.347	62.949	57.805	58.048	56.128	56.924	54.670	55.129	53.892	53.549
P. Educación	59.151	59.520	59.807	60.706	64.800	64.861	68.877	68.837	66.280	68.524	67.652	66.573	66.605	69.197	67.855	67.235	65.087	64.824
Q. Actividades sanitarias e de servizos sociais	52.724	54.630	57.628	60.685	65.721	77.686	86.846	87.073	87.344	88.778	87.460	88.615	93.817	98.498	99.630	100.880	104.500	113.160
R. Actividades artísticas, recreativas e de entretemento	16.999	17.697	18.657	19.753	21.331	21.368	21.203	21.113	21.649	21.810	21.370	21.645	22.142	23.177	23.966	24.924	25.977	27.170
S. Outros servizos	30.104	31.799	33.309	34.495	36.220	36.686	38.296	38.048	37.908	37.398	37.264	36.001	36.355	36.729	38.148	36.128	35.312	36.099
T. Actividades dos fogares como empregadores de persoal doméstico	47.348	49.080	51.264	53.342	55.506	57.093	59.849	60.360	59.755	59.464	59.021	58.582	58.760	58.853	58.808	53.859	51.368	57.719
TOTAL	1.147.344	1.158.448	1.184.298	1.214.317	1.255.757	1.297.587	1.295.404	1.232.265	1.191.364	1.148.630	1.099.946	1.079.749	1.063.534	1.072.394	1.091.209	1.110.605	1.121.315	1.154.978

No relativo aos salarios, a nivel estatal, o salario medio bruto mensual na rama de actividade de fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado é superior á media estatal nun 40 % no ano 2020 (3.130,31€ fronte á media de 2.231,81€). A maior diferenza fronte á media deuse no ano 2018, no que o salario medio nesta rama de actividade superou nun 73 % á media dos salarios mensuais e situouse como o maior salario mensual de entre o resto das ramas de actividade. En 2020 o salario medio bruto mensual estivo tan só por detrás da rama de "entidades financeiras e aseguradoras" (+47 % sobre a media) e por diante da de "servizos sociais" (+33 % sobre a media) e "información e comunicación" (+30 % sobre a media).

Cadro 3.37: Salarios medios brutos mensuais do emprego principal por rama de actividade. Fonte: INE.

	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Total	2.258,30	2.207,31	2.177,14	2.120,76	2.106,71	2.142,03	2.132,20	2.121,27	2.076,25	2.046,75	2.022,19	1.995,36	1.929,61
A Agricultura, gandería, silvicultura e pesca	1.403,69	1.375,09	1.287,38	1.255,69	1.195,93	1.253,46	1.265,74	1.222,00	1.230,83	1.253,07	1.179,43	1.185,72	1.200,77
B Industrias extrativas	2.251,94	2.348,14	2.182,44	2.343,70	2.665,32	2.240,98	2.684,46	2.323,50	2.641,63	2.780,19	2.456,65	1.898,43	1.941,74
C Industria manufactureira	2.337,68	2.307,08	2.316,05	2.261,86	2.217,67	2.276,81	2.272,63	2.282,49	2.234,60	2.178,62	2.089,45	2.027,14	2.025,32
D Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado	3.130,31	2.934,55	3.798,27	3.272,88	3.153,54	3.471,58	3.332,40	3.455,75	3.565,14	3.456,96	2.973,76	3.178,19	3.029,86
E Fornecemento de auga, actividades de saneamento, xestión de residuos e descontaminación	2.321,09	2.357,45	2.331,02	2.091,46	2.216,41	2.066,80	2.150,97	2.126,82	2.133,92	2.158,78	2.145,50	2.150,77	1.997,82
F Construción	1.916,20	1.986,06	1.921,14	1.870,98	1.887,70	1.893,63	1.945,31	1.983,51	1.875,32	1.801,19	1.720,72	1.760,56	1.648,85
G Comercio ao por maior e ao por menor; reparación de vehículos de motor e motocicletas	1.783,13	1.809,70	1.766,71	1.756,46	1.665,15	1.672,57	1.742,60	1.691,54	1.676,13	1.657,43	1.633,33	1.609,08	1.588,04
H Transporte e almacenamiento	2.026,62	2.041,36	2.055,71	1.995,51	1.986,60	2.023,18	2.058,91	1.992,38	1.982,48	1.950,99	1.938,77	1.892,18	1.847,44
I Hostalería	1.376,20	1.589,60	1.502,57	1.464,95	1.431,32	1.451,86	1.471,82	1.467,96	1.444,23	1.474,74	1.392,75	1.356,18	1.347,59
J Información e comunicacións	2.965,92	2.722,89	2.891,79	2.662,32	2.792,26	2.931,62	2.744,10	2.796,31	2.616,43	2.583,36	2.642,69	2.580,01	2.630,87
K Actividades financeiras e de seguros	3.283,27	3.515,15	3.478,92	3.517,91	3.283,44	3.576,57	3.343,37	3.343,77	3.245,46	3.202,93	3.151,03	3.114,49	3.174,18
L Actividades inmobiliarias	2.007,65	2.038,26	1.809,79	1.849,01	2.024,68	1.767,13	2.062,51	1.822,72	1.828,42	2.263,45	2.010,96	2.151,98	1.812,50
M Actividades profesionais, científicas e técnicas	2.475,27	2.493,13	2.453,84	2.363,92	2.399,09	2.309,24	2.331,42	2.245,54	2.306,64	2.153,83	2.161,96	2.317,55	2.131,15
N Actividades administrativas e servizos auxiliares	1.696,36	1.730,97	1.638,64	1.608,76	1.594,77	1.604,26	1.657,54	1.633,07	1.603,88	1.535,69	1.545,31	1.507,61	1.511,77
O Administración Pública e defensa; Seguridade Social obligatoria	2.876,18	2.753,23	2.657,89	2.563,55	2.566,76	2.508,38	2.499,61	2.521,17	2.364,51	2.381,06	2.438,43	2.439,22	2.398,00
P Educación	2.900,13	2.856,63	2.703,93	2.667,13	2.684,51	2.686,50	2.560,44	2.578,84	2.517,95	2.597,77	2.659,82	2.767,52	2.605,44
Q Actividades sanitarias e de servizos sociais	2.607,99	2.421,24	2.372,12	2.395,64	2.374,34	2.423,02	2.366,56	2.367,05	2.358,07	2.360,95	2.325,82	2.308,48	2.202,61
R Actividades artísticas, recreativas e de entretemento	1.890,40	1.949,86	2.013,71	1.855,43	1.873,68	1.931,72	1.914,91	1.902,06	1.896,95	1.883,88	1.828,29	1.803,06	1.757,70
S Outros servizos	1.723,81	1.661,34	1.639,93	1.560,23	1.571,46	1.563,43	1.615,09	1.530,80	1.500,29	1.541,10	1.535,69	1.391,61	1.340,59
T Actividades dos fogares como empregadores de persoal doméstico; actividades dos fogares como produtores de bens e servizos para uso propio	1.635,91	1.287,95	1.125,25	1.152,36	1.254,61	1.226,05	1.151,53	1.051,00	1.244,07	1.098,22	1.263,66	1.161,68	1.158,63
U Actividades de organizacións e organismos extraterritoriais	..	..	..	..	..	2.230,91	..	..	..	..	..	..	..

En Galicia, a rama de actividade "R35 Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado" mobilizou en 2019 ó 0,50 % dos soldos e salarios da economía galega, valor que acadara o 0,69 % en 2014 como valor máximo dende 2001 (Cadro 3.38).

Cadro 3.38: Soldos e salarios por rama de actividade. Fonte: IGE.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 (p)
A. Agricultura, gandería, selvicultura e pesca	2,62 %	2,71 %	2,73 %	2,75 %	2,72 %	2,57 %	2,33 %
R01 Agricultura, gandaría, caza e servizos relacionados con elas	1,05 %	1,09 %	1,03 %	1,03 %	1,05 %	1,00 %	0,82 %
R03 Pesca e acuicultura	1,21 %	1,23 %	1,27 %	1,30 %	1,23 %	1,13 %	1,11 %
B. Industrias extractivas	0,50 %	0,50 %	0,46 %	0,51 %	0,46 %	0,44 %	0,45 %
C. Industria manufactureira	15,62 %	15,12 %	14,99 %	15,27 %	15,71 %	15,88 %	15,80 %
R10A Procesamento e conservación de carne e elaboración de produtos cárnicos	0,48 %	0,50 %	0,47 %	0,48 %	0,49 %	0,46 %	0,50 %
R10C Fabricación de produtos lácteos	0,25 %	0,23 %	0,23 %	0,23 %	0,25 %	0,26 %	0,25 %
R14_15 Confección de roupa de vestir e industria do coiro e do calzado	0,87 %	0,85 %	0,85 %	0,87 %	0,90 %	0,81 %	0,75 %
R19 Coquerías e refino de petróleo	0,20 %	0,20 %	0,30 %	0,37 %	0,28 %	0,32 %	0,30 %
R30 Fabricación doutro material de transporte	0,70 %	0,69 %	0,74 %	0,72 %	0,71 %	0,76 %	0,66 %
D. Enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado	0,64 %	0,69 %	0,60 %	0,57 %	0,66 %	0,52 %	0,50 %
E. Subministro de auga, actividades de saneamento, xestión de residuos e descontaminación	0,95 %	0,97 %	1,04 %	1,01 %	0,97 %	1,04 %	0,99 %
F. Construción	6,36 %	6,34 %	6,39 %	5,89 %	5,79 %	6,24 %	6,31 %
G. Comercio e reparación de vehículos	13,34 %	13,32 %	13,37 %	13,34 %	13,37 %	13,31 %	13,39 %
H. Transporte e almacenamento	4,62 %	4,58 %	4,65 %	4,48 %	4,43 %	4,65 %	4,80 %
I. Hostalería	5,63 %	5,58 %	4,86 %	4,74 %	5,16 %	5,39 %	5,03 %
J. Información e comunicacións	2,40 %	2,47 %	2,75 %	2,70 %	2,90 %	2,87 %	3,01 %
K. Actividades financeiras e de seguros	3,50 %	3,41 %	2,70 %	3,10 %	2,65 %	2,41 %	2,38 %
L. Actividades inmobiliarias	0,31 %	0,36 %	0,31 %	0,35 %	0,37 %	0,35 %	0,43 %
M. Actividades profesionais, científicas e técnicas	3,91 %	3,97 %	4,18 %	4,14 %	4,44 %	4,62 %	4,63 %
N. Actividades administrativas e servizos auxiliares	3,55 %	3,59 %	3,96 %	4,15 %	4,10 %	4,20 %	4,47 %
O. Administración pública e defensa; Seguridade Social obrigatoria	9,22 %	9,43 %	9,40 %	9,48 %	9,18 %	9,09 %	9,08 %
P. Educación	9,75 %	10,07 %	10,11 %	9,91 %	9,69 %	9,26 %	9,11 %
Q. Actividades sanitarias e de servizos sociais	11,03 %	11,40 %	11,68 %	11,63 %	11,67 %	11,64 %	11,86 %
R. Actividades artísticas, recreativas e de entretemento	2,33 %	2,15 %	2,36 %	2,46 %	2,30 %	2,39 %	2,03 %
S. Outros servizos	1,50 %	1,54 %	1,39 %	1,44 %	1,43 %	1,25 %	1,35 %
T. Actividades dos fogares como empregadores de persoal doméstico	2,20 %	1,82 %	2,07 %	2,06 %	1,99 %	1,87 %	2,04 %

Capítulo 4

A situación das redes e das infraestructuras enerxéticas en Galicia

1. Introducción

A dotación de infraestruturas enerxéticas é chave para garantir que se van abastecer as demandas de enerxía dos fogares e das empresas en Galicia, e tamén para a saída de produtos enerxéticos cara outros mercados. No caso dos combustibles fósiles e os seus derivados, é importante a capacidade de recepción, de transformación, de almacenamento e de distribución dos mesmos, dada a dependencia que aínda presenta a economía galega destes produtos e tamén pola actividade económica xerada co exterior. Pola súa banda, no que respecta á enerxía eléctrica, tense que considerar a capacidade de transformación de recursos primarios en electricidade coa que conta Galicia, ademais das infraestruturas de transporte e distribución. A continuación, darase unha visión esquemática do estado das infraestruturas máis importantes vinculadas ao mix enerxético galego.

2. Combustibles fósiles

2.1. Petróleo

No caso da actividade industrial relacionada co petróleo en Galicia o referente é o complexo industrial do grupo Repsol na Coruña. Un grupo que está presente en Galicia en toda a cadea de valor relacionada co petróleo, pero que tamén ten presencia en electricidade, gas natural e en diferentes iniciativas relacionadas coa transición enerxética.

O principal activo é a refinería da Coruña, posta en marcha en 1964, e as instalacións relacionadas, como o terminal marítimo (Repsol 2022). O continente americano é Africa constitúen as fontes de procedencia maioritarias do petróleo procesado nos últimos anos: en 2021 dos máis de 4,2 millóns de Tm de cru importado o 74,5 % veu de América e un 23,7 % de Africa. O cru chega por vía marítima, coa correspondente actividade portuaria de descarga e traslado vía oleoduto unha distancia de 6,5 km até a refinería. De media, no período 2017-2021 fixéronse 65 descargas de cru por ano, se ben nos últimos anos houbo un menor ritmo (en 2021 realizáronse 55).

A capacidade de destilación de cru da refinería é de 5,8 millóns de toneladas ao ano, case 120.000 barrís/día. O nivel de uso medio desa capacidade potencial entre 2017 e 2021 foi dun 83 %, se ben, ao igual que sucedeu coas descargas, cun menor uso nos últimos anos. Concretamente, en 2021 empregouse un 72,6 % da capacidade. As diferentes tecnoloxías e instalacións do complexo permiten obter unha ampla variedade de produtos, como se observa na Figura 4.1. Destaca o gasóleo, que representa máis da metade da produción, seguido pola gasolina. Cómpre comentar que se están a incorporar biocombustibles en proporción de case o 2 % ás gasolinas e de algo máis do 11 % ao gasóleo.

Os produtos obtidos destínanse tanto ao mercado interior como á exportación. A actividade portuaria do grupo abrangue tamén operacións de saída de produtos elaborados e supón, en conxunto coas importacións de cru, máis do 60 % do tráfico do porto da Coruña.

A loxística por xunto dos derivados do petróleo a nivel interior, que abrangue almacenamento e transporte, é realizada pola Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) do grupo Exolum, herdeira do monopolio do Estado nesta actividade, e outros sistemas loxísticos. No caso de CLH, ten unha conexión directa coa refinería da Coruña, conta con dúas instalacións de almacenamento cos seus correspondentes cargadoiros, unha na Coruña de 55.565 m^3 de capacidade nominal, e outra en Vigo de 84.917 m^3 de capacidade nominal, conectadas por un oleoduto de 156 Km co correspondente bombeo, e, por último, tamén posúe instalacións nos aeroportos da Coruña e de Vigo (Exolum 2022). O oleoduto está illado da rede estatal e tampouco conta con interconexión con Portugal.

Hai outros operadores loxísticos de produtos petrolíferos, como son Forestal Atlántico, situada en Mugardos, con instalacións portuarias e capacidade de almacenamento para distribución, entre outros, de fuelóleos para uso industrial. Tamén está a empresa SLCA que xestiona os combustibles no aeroporto de Santiago de Compostela e, por último, Foresa en Vilagarcía de Arousa, que se dedica tamén á recepción, almacenamento e reexpedición de líquidos petrolíferos e biocarburantes.

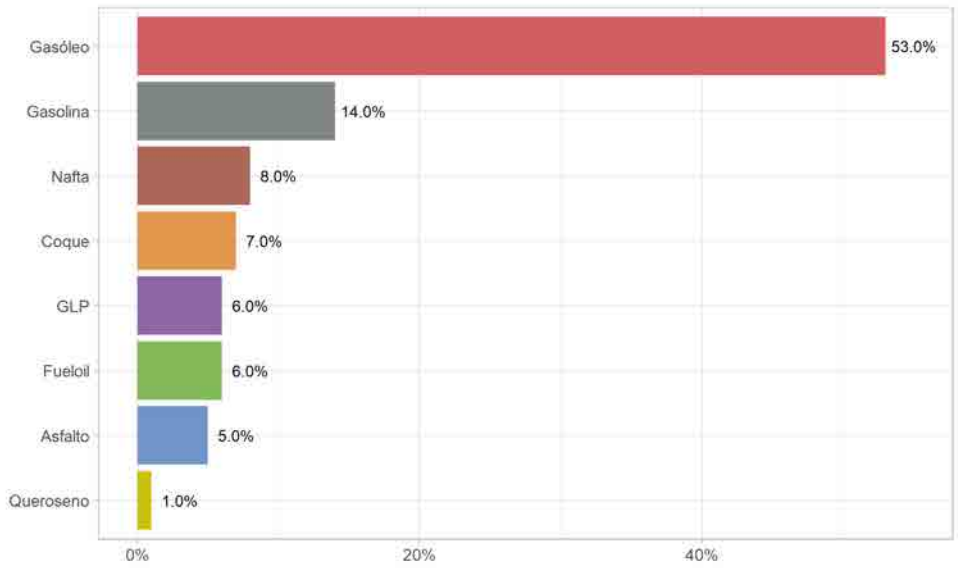


Figura 4.1: Produtos derivados do petróleo obtidos na refinería da Coruña. Fonte: Elaboración propia a partir de Repsol (2022)

Existen infraestruturas de almacenamento a menor escala para distribución de gasóleos e gas licuado do petróleo (GLP) polo miúdo. Tamén, aínda permanecen certas infraestruturas de abastecemento de GLP por canalización nalgunhas vilas galegas, cunha tendencia clara á substitución por gas natural. Concretamente, existe unha rede duns 90 Km para transporte e distribución con 64 concellos conectados e conta con preto de 15.000 puntos de subministro (Nedgia 2022).

En canto ás infraestruturas finais para a comercialización polo miúdo de combustibles, Galicia conta a mediados de 2022 con 705 estacións de servizo segundo o Geoportal MITERD (2022f). A provincia da Coruña é a que rexistra un maior número, con 282, seguida por Pontevedra con 203, Lugo 131 e Ourense con 89. Entre as estacións, hai 42 que contan con GLP (19 na Coruña, 7 en Lugo, 4 en Ourense e 12 en Pontevedra). Ademais existen postes marítimos de repostaxe, repartidos entre as provincias marítimas: en MITERD (2022f) figuran 17 na Coruña, 11 en Pontevedra e 3 en Lugo.

2.2. Gas natural

O gas natural, como xa se apuntou con anterioridade, ten como vía principal de acceso a Galicia a forma de Gas Natural Licuado (GNL). A empresa Reganosa é dende o ano 2007 unha referencia en todo o relacionado co mesmo, por ser posuidora da única planta de regasificación en Galicia, e até hai pouco en todo o noroeste peninsular, e pola súa actividade de transporte, estando certificada para actuar como xestora de rede pola UE.

As infraestruturas operativas principais da empresa están en Mugardos, onde dispón de instalacións portuarias para a descarga de buques cun volume de entre 15.600 m^3 a 266.000 m^3 de gas natural, para almacenamento operativo e onde tamén se realizan cargas de buques. Na infraestrutura portuaria os buques metaneiros contan cos servizos asociados de *gassing up* e de *cool down*, podendo cumprir ciclos completos de reparación, o que convirte esta infraestrutura nunha das poucas a nivel mundial na que se pode facer todo o conxunto de operacións (Reganosa 2022).

No ano 2021 acadouse o nivel máis alto de uso da terminal, descargándose 24 metaneiros, que trouxeron 25.011 GWh de gas, mantendo unha liña nos últimos anos ascendente que nin sequera se interrompeu no ano 2020. A media de actividade nos últimos cinco anos foi de 18 buques e sobre 17.300 GWh de gas natural descargados. En canto á capacidade de almacenamento, é de 300.000 m^3 de GNL en dous tanques a -160 C°e a presión atmosférica.

O paso de gas natural licuado a estado gasoso realízase na planta de regasificación empregando vaporizadores de auga do mar. A capacidade de regasificación é de 115 GWh/día.

En paralelo coa actividade portuaria, o nivel máis alto de uso acadouse no ano 2021, cun 55 % de emprego do potencial (regasificáronse 23.118 GWh), sendo a media anual de uso dende o ano 2017 dun 37,5 % o que equivale a uns 15.800 GWh/ano. A media de uso da regasificadora sitúase por riba da referencia estatal, que en 2021 foi dun 27 %, sendo a regasificadora de maior uso da súa capacidade potencial, igualada coa de Bilbao.

No relativo ao transporte de gas, a empresa xestiona 130 Km de gasodutos cunha presión de 80 bares, que pertencen á rede troncal do estado, facilitando o modelo de tanque único virtual da península, e, polo tanto, o funcionamento do mercado ibérico de gas natural. A remuneración desta actividade está regulada mediante o establecemento por parte das autoridades de peaxes de uso. O gas natural destínase directamente ás centrais de ciclo combinado de As Pontes e Sabón para atender a demanda asociada á xeración eléctrica, á gran industria como a refinería de A Coruña, directamente para as poboacións de As Pontes e de Cerceda, e para uso convencional mediante outras redes para subministro en empresas e fogares de toda Galicia.

A rede troncal galega de transporte de gas natural tamén está constituída por gasodutos, propiedade da compañía Enagás, que permiten conectar a rede galega co exterior. Concretamente, o gasoduto que une Tui con Vilalba, inaugurado no ano 1998, cunha lonxitude de 212,83 km e presión de 80 bar, permite a conexión coa rede estatal cun tramo que vai de Vilalba á localidade asturiana de Llanera, e tamén facilita unha conexión internacional co norte de Portugal. Enagás tamén posúe o gasoduto entre Pontevedra e Ourense, enlazado co anterior, cunha lonxitude de 57 km e presións entre 72 e 80 bar (Enagás 2022). A rede de Reganosa conecta co gasoduto Tui-Vilalba en Guitiriz e Abegondo, de xeito que o gas regasificado teña acceso a instalacións de gran demanda e aos mercados de fora de Galicia. Na Figura 4.2 amósase a distribución da infraestrutura gasista principal.



Figura 4.2: Mapa de infraestructuras en Galicia. Fonte: Enagás (2022)

A rede de distribución de gas natural polo miúdo en Galicia, pertence principalmente á compañía Nedgia que forma parte do grupo Naturgy. Esta compañía conta cunha rede de 3.200 km, á que están conectados 83 concellos, de xeito que distribúe gas natural a máis de 290.000 puntos de subministro (Nedgia 2022).

Finalmente, respecto ao uso de gas natural para transporte, a súa presencia é marxinal en Galicia. Así, no que se refire a estacións de servizo, só hai tres de gas natural comprimido e catro de gas natural licuado (Gasnam 2022).

2.3. Carbón

O emprego de carbón para uso enerxético en Galicia cínguese neste momento á demanda da central térmica das Pontes para xeración de electricidade. Despois da súa paralización, a situación de crise enerxética levou ao reinicio da súa actividade o 2 de novembro de 2022 coa

posta en marcha de un dos seus grupos, e está previsto incorporar outro ao inicio de 2023 (El periódico de la energía 2022). Como o recurso é importado, requírese o uso de infraestruturas asociadas, como a dársena de Caneliñas, dedicada ás descargas deste mineral, e aquelas relacionadas coa loxística de traslado por estrada até a central.

3. Sector eléctrico

Trátase, como xa se indicou, dun sector relevante a nivel galego. Conta cunha infraestrutura de xeración de electricidade variada, que abrangue dende centrais térmicas até instalacións de fotovoltaica illada, e tamén dispón de infraestruturas de transporte e distribución indispensables para o consumo de electricidade en territorio galego e para a súa exportación.

3.1. Infraestrutura de xeración de electricidade

Estas instalacións pódense agrupar de diferente xeito segundo o criterio de clasificación que se empregue, que pode ser a dimensión medida en termos de potencia eléctrica, o recurso enerxético primario empregado, a tecnoloxía de transformación ou o tipo de propiedade, entre outros. Neste apartado vaise diferenciar entre instalacións con tecnoloxías baseadas na combustión de recursos fósiles ou residuos e as tecnoloxías que empregan recursos renovables, sinalando o número de instalacións, a potencia instalada e a distribución da mesma por provincias. Esta clasificación facilita unha visión do mix enerxético galego separando instalacións emisoras e non emisoras de gases de efecto invernadoiro (GEI): se empregamos a potencia instalada como indicador, aproximadamente o 30 % corresponde a centrais emisoras e o restante 70 % de potencia para xeración de electricidade é de carácter renovable.

3.1.1. Tecnoloxías de combustión

En total, Galicia conta con 94 instalacións operativas con tecnoloxías de combustión, que suman 3.274 MW de potencia instalada, cun alto protagonismo da provincia da Coruña, sobre todo en potencia instalada, cun 96 % do total (INEGA 2022d). No Cadro 4.1 reflíctese a información sobre o número de instalacións e potencia instalada por provincias e no conxunto de Galicia. Existen tres termoeléctricas que suman unha potencia total de 2.650 MW, o que supón case o 85 % da potencia de tecnoloxías de combustión, todas elas na provincia da Coruña. A central térmica de carbón situada nas Pontes é a instalación con máis potencia instalada de todas as dispoñibles en Galicia, con 1.403 MW repartidos en catro grupos de xeración[1]. Actualmente, está operativa parcialmente, tras a decisión, en setembro de 2022, de pechar dous dos grupos. As outras dúas instalacións termoeléctricas galegas son plantas de ciclo combinado de gas natural, situadas en As Pontes (855,67 MW) e Sabón (391,31 MW). No ano 2020 oficializouse a clausura dunha central térmica na localidade de Meirama, que conta cun prazo de catro anos para o seu desmantelamento.

En canto ás centrais de coxeración, que permiten o aproveitamento de calor e xeración de electricidade nunha ampla diversidade de sectores e empresas, Galicia conta con 88 unidades para un total de 557 MW de potencia. Máis da metade das instalacións están na provincia da Coruña sumando ao redor do 75 % da potencia total. Por combustibles empregados, destacan as unidades de fuelóleo e de gas natural, cada unha cun 35 % de cota de potencia sobre o total galego. A instalación de maior potencia, con 94 MW, é propiedade da compañía Repsol e utiliza as enerxías residuais dos seus procesos.

Do total de unidades, unha importante porcentaxe, ao redor do 60 %, foi posta en marcha antes do ano 2000, cun predominio do gasóleo e fuelóleo como combustibles, e nos últimos anos diminuíu o número de instalacións e potencia. De feito, as últimas instalacións rexistradas corresponden ao ano 2012, todas elas con gas natural como combustible (INEGA 2022d). O punto de máxima potencia instalada acadouse en 2007 con 627 MW e en número de instalacións o máximo prodúcese en 2009 con 108 (CNMC 2022f).

[1]Para visualizar a localización de instalacións pódense consultar diferentes mapas facilitados polo sistema de información ESIOS de REe REE (2022a).

Cadro 4.1: Infraestrutura de xeración de electricidade con tecnoloxías de combustión (Información de maio 2022). Fonte: Elaboración propia a partir de INEGA (2022d)

	A Coruña		Lugo		Ourense		Pontevedra		Total	
Tecnoloxías de combustión	**Núm.**	**MW**	**Núm.**	**MW**	**Núm.**	**MW**	**Núm.**	**MW**	**Núm.**	**MW**
Termo eléctricas	**3**	**2.650**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3**	**2.650**
Centrais de carbón	1	1.403	0	0	0	0	0	0	1	1.403
Ciclos combinados	2	1.247	0	0	0	0	0	0	2	1.247
Centrais de coxeración	**49**	**425**	**11**	**39**	**6**	**47**	**22**	**46**	**88**	**557**
Fuelóleo	11	168	1	3	3	22	0	0	15	193
Gasóleo	13	25	5	13	1	3	15	33	34	74
Gas natural	24	138	5	23	2	22	7	13	38	196
Enerxías residuais	1	94	0	0	0	0	0	0	1	94
Residuos	**3**	**67**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3**	**67**
Centrais de residuos	2	17	0	0	0	0	0	0	2	17
RSU	1	50	0	0	0	0	0	0	1	50
Total	**55**	**3.142**	**11**	**39**	**6**	**47**	**22**	**46**	**94**	**3.274**

Dentro das tecnoloxías de combustión para xeración de electricidade, resta falar do emprego de residuos. Galicia conta con tres instalacións, todas na provincia da Coruña, cunha potencia total de 67 MW. A instalación máis importante está en Cerceda, con 50 MW de potencia, empregando para o seu funcionamento Residuos Sólidos Urbanos (RSU) como combustible. Esta planta foi posta en marcha en 2001 e a súa titularidade corresponde á Sociedade Galega de Medio Ambiente (SOGAMA), unha empresa pública autonómica. As outras dúas instalacións de residuos atópanse en As Somozas, empregando residuos oleosos e gas de pneumáticos como combustible, e contan cun rexistro de inicio a principios de século.

3.1.2. Tecnoloxías renovables

As enerxías renovables constitúen o conxunto principal da infraestrutura de xeración de electricidade galega, tanto en número de instalacións, como en potencia instalada. No Cadro 4.2 presentase a información básica das infraestruturas que usan recursos renovables. En total, Galicia conta con 5.392 instalacións rexistradas deste tipo que suman 7.830 MW de potencia instalada, repartidas entre tecnoloxía hidráulica, eólica, biomasa e fotovoltaica. En canto a número de instalacións destaca a tecnoloxía fotovoltaica con case 5.000 instalacións, e se atendemos á potencia instalada entre a tecnoloxía hidráulica e os parques eólicos suman ao redor do 97 % da potencia. Por provincias, considerando o número de instalacións Pontevedra é a que rexistra un maior número, seguida de A Coruña e Lugo, situándose as tres claramente por riba das 1.000 unidades, mentres que Ourense, sendo a provincia con menor número de instalacións, é a que conta con maior potencia instalada renovable, lixeiramente por riba de Lugo, con case 2.800 MW.

Cadro 4.2: Infraestrutura de xeración de electricidade con recursos renovables (Información de maio 2022). Fonte: Elaboración propia a partir de INEGA (2022d)

	A Coruña		Lugo		Ourense		Pontevedra		Total	
	Núm.	**MW**	**Núm.**	**MW**	**Núm.**	**MW**	**Núm.**	**MW**	**Núm.**	**MW**
Hidráulica	7	293	8	624	25	2.374	5	146	45	3.437
Minihidráulica	38	102	28	40	29	91	27	91	122	324
Parques eólicos	61	1.279	73	1.811	10	310	13	437	157	3.837
Parques eólicos singulares	10	25	0	0	1	3	5	13	16	40
Minieólica (pot. ≥ 100 kW)	17	0,16	15	0,5	7	0,01	12	0,07	51	0,7
Biomasa eléctrica	2	51	0	0	2	3	1	34	5	88
Biogás	5	11	1	0	0	0	1	2	7	13
Fotovoltaica conectada á rede	137	3	435	8	126	4	259	6	957	21
Fotovoltaica autoconsumo	1.263	20	795	15	389	11	1.337	22	3.784	68
Fotovoltaica illada	60	0,2	77	0,4	45	0,3	66	0,5	248	1,4
Total	**1.600**	**1.784**	**1.432**	**2.499**	**634**	**2.796**	**1.726**	**751**	**5.392**	**7.830**

A tecnoloxía hidráulica, como se sinalou, é importante a nivel galego. De feito, foi a primeira tecnoloxía empregada de xeito xeneralizado para a obtención de electricidade. Entre as instalacións operativas de grande hidráulica máis vellas están o encoro do Tambre en Noia, que foi posto en marcha en 1927, e a central de As Conchas no río Limia en Lovios, inaugurada en 1948, para a continuación poñerse en actividade nas seguintes décadas numerosas instalacións até 2009, que é a última data de posta en marcha dunha instalación considerada grande hidráulica na súa inscrición no rexistro oficial destas infraestruturas. Destaca a provincia de Ourense en número de centrais e en potencia instalada, figurando nesta provincia a instalación de máis potencia, que é a central de Ponte-Bibei do grupo Iberdrola, con máis de 310 MW, situada no concello de Manzaneda. Pódese consultar a localización e información complementaria dos encoros para produción de hidroelectricidade nos mapas de MITERD (2022g).

Tamén dentro da tecnoloxía hidráulica, figuran as centrais minihidráulicas, considerándose nesta categoría aquelas instalacións que non superan os 10MW de potencia, contando Galicia tamén cunha longa tradición no seu uso. Existen numerosas instalacións postas en marcha hai máis de 100 anos, por exemplo, do ano 1900 data a instalación máis antiga que é a central de Piago en Outeiro de Rei na provincia de Lugo, e no ano 1905 poñense en servizo a minicentral de Pindo no río Xallas en Dumbría-Mazaricos, a minicentral de Masma no concello de Barreiros e a instalación de Feixa no río Verdugo en Pontecaldelas. As iniciativas operativas máis recentes teñen rexistro do ano 2018, todas elas no río Xallas. A presencia deste tipo de centrais está bastante repartida por toda Galicia, se ben conta con máis instalacións e potencia a provincia da Coruña e a potencia instalada en Lugo é menos da metade que nas outras provincias.

A enerxía eólica é unha tecnoloxía de xeración destacada en Galicia dende mediados dos anos 90, cando se puxeron en marcha os primeiros parques eólicos, até converterse na tecnoloxía con máis potencia instalada a nivel galego. As condicións do vento en Galicia, que facilitan a maior produtividade en horas equivalentes de todo o estado, explican ese desenvolvemento e interese pola promoción de parques. A provincia con máis parques eólicos e con máis potencia instalada é a de Lugo, seguida pola provincia da Coruña, e xa con bastante menos presencia están Pontevedra e Ourense. No rexistro eólico de Galicia na web pódese consultar a situación actual das instalacións (Xunta de Galicia 2022k).

O ritmo de implantación de parques foi moi elevado ao inicio con taxas interanuais elevadas, pero dende o ano 2009 obsérvase un case nulo incremento de potencia, só recuperado nos anos 2019 e 2020, e semella que freado en 2021, a pesar de existir volumes importantes de parques en proceso de tramitación na administración autonómica e tamén solicitudes de punto de conexión á rede segundo os rexistros de REE. Na Figura 4.3 amósase esa evolución. Nótese que entre o ano 2004 e 2005 puxéronse en marcha 440 MW de potencia eólica, e, en contraste, na década entre 2009 e 2018 apenas instaláronse 234 MW.

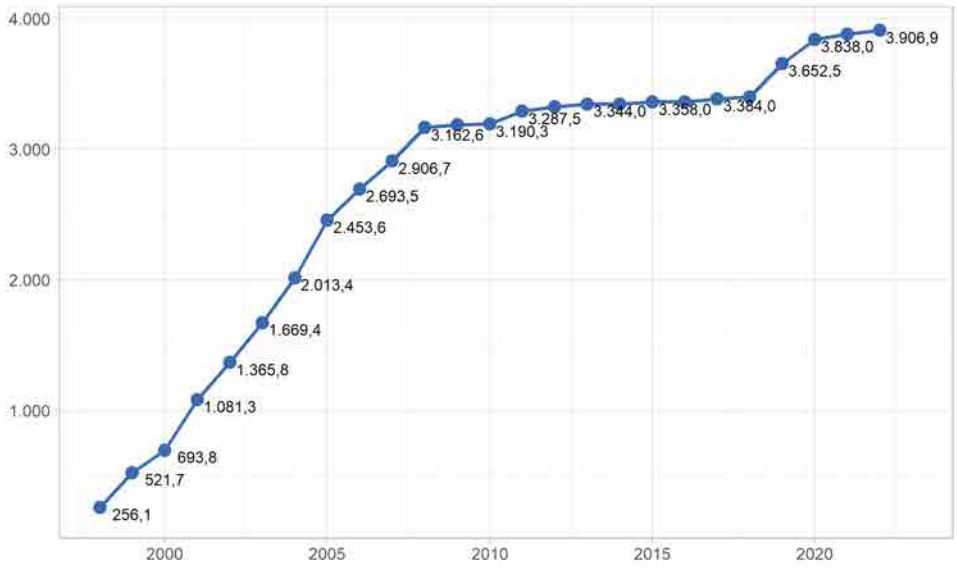


Figura 4.3: MW de potencia eólica instalada en Galicia. Fonte: CNMC (2022f)

Dentro do grupo de instalacións de tecnoloxía eólica tamén se atopan os parques eólicos singulares, unha figura establecida para desenvolver parques de potencia reducida, que non supere os 3MW, por parte de concellos ou por empresas con outra actividade principal. Por último, tamén se rexistran instalacións minieólicas de moi pequena potencia e experimentais, que no caso galego non superan en conxunto 1 MW de potencia instalada.

En canto ao uso de recursos renovables de orixe biolóxica para xerar electricidade, Galicia dispón de cinco instalacións de biomasa eléctrica e de sete de biogás, que totalizan 101 MW de potencia instalada, repartidas practicamente entre a provincia da Coruña e Pontevedra. A planta de maior potencia é unha central de biomasa con 50 MW instalados, sendo tamén a de rexistro máis recente, posta en marcha no ano 2019 pola empresa Greenalia na localidade coruñesa de Curtis. A segunda planta tamén é de biomasa, conta cunha potencia de 34 MW é propiedade de Ence e está situada no concello de Pontevedra. No que se refire ao biogás, as plantas de máis potencia traballan con gas de vertedoiro, caso de Nostián en A Coruña, pero tamén hai instalacións que empregan residuos alimentarios e, hai unha planta experimental que traballa con refugallos animais.

O recurso solar tamén é empregado en Galicia, aínda que non sexa de tanta calidade como noutras partes de península. Hai rexistradas case 5.000 instalacións repartidas polas catro provincias que contan con algo máis de 90 MW de potencia en total[2]. No que se refire á fotovoltaica conectada á rede con vertido directo, sobresae o número de instalacións e potencia instalada na provincia de Lugo, supoñendo máis do 40 % do total galego, seguida pola provincia de Pontevedra. Houbo un forte impulso deste grupo de xeración de electricidade entre o ano 2004 e 2009, particularmente no 2008, cunha retardación e case parón a partir dese intre, motivado polo axuste da remuneración das instalacións. A instalación máis grande, con 1,5 MW de potencia, foi posta en marcha en 2019, pertence a empresa Raiola Future, e está situada no concello ourensán de Vilardevós, o que ten máis horas anuais de irradiación de toda a provincia.

A meirande parte das instalacións solares en Galicia, e coa maior proporción da potencia solar fotovoltaica existente, son para autoconsumo con conexión á rede, encabezando a nivel provincial Pontevedra en número e potencia este grupo de xeración de electricidade, seguida pola Coruña. As instalacións illadas son minoritarias respecto ás pertencentes aos outros grupos, e volve a ser Lugo a provincia co maior número de instalacións, pero sen embargo é Pontevedra onde hai máis potencia instalada.

3.2. As infraestruturas de transporte e distribución de electricidade

Estas infraestruturas pertencen e están xestionadas en Galicia fundamentalmente por parte de dúas empresas, que son Red Eléctrica de España (REE) en actividade de transporte e Unión Fenosa Distribución (UFD), do grupo enerxético Naturgy, en canto á rede de baixa tensión para distribución de electricidade ao consumo interior.

No caso de REE, a infraestrutura de alta tensión da empresa no ano 2021 consiste en 2.735 km de rede, un 2,1 % máis que en 2020, con 5.700 transformadores (REE 2022e). Os circuítos de 400 kV supoñen 1.347 km, e no caso da tensión de 220 kV a empresa conta en Galicia con 1.388 km de rede. A última infraestrutura posta en marcha en 2021 foi a liña Mazaricos-Lousame, que engadiu 27 km máis á rede de 220 kV. Por último, REE posúe un pequeno tramo de rede de baixa tensión de 12 km de lonxitude.

A rede de transporte é decisiva para a estabilidade do sistema, garantindo o subministro eléctrico, e para dar vía de saída fora de Galicia e de acceso dende fora á enerxía eléctrica. Concretamente, permite no momento actual a interconexión co norte de Portugal, nunha liña dobre de Cartelle cara Lindoso, facilitando, ademais das operacións de intercambio físicas, a viabilidade de operacións económicas dentro do mercado ibérico de electricidade MIBEL. Está prevista na planificación 2021-26 a posta en marcha dunha interconexión por Fontefría (REE 2022d). No que se refire ao transporte de enerxía co resto do estado, a rede de alta tensión galega ten conexión con Castela e León por un tramo central dende Ludrio cara a provincia de León pola subestación de La Lomba e a área de Compostilla, outro tramo cara Zamora dende Trives por Lubián, e dende hai poucos anos tamén está conectada a

[2]Hai que ter en conta que hai instalacións de autoconsumo non inscritas no Rexistro de Instalacións de Producción de Enerxía Eléctrica

un corredor cantábrico a través de Asturias, grazas ao tramo Boimente-Pesoz. Na Figura 4.4 temos un mapa das liñas de transporte de REE en Galicia.

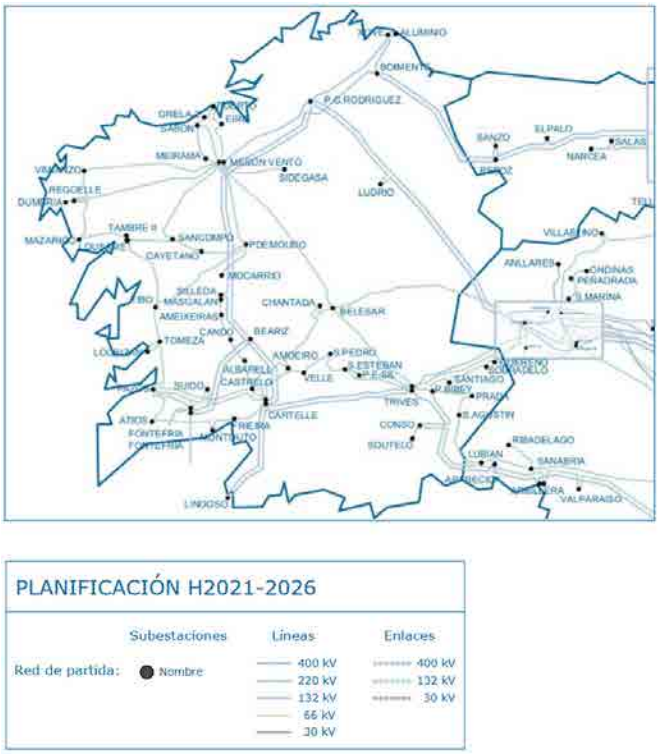


Figura 4.4: Mapa do sistema eléctrico de Galicia. Fonte: REE (2022d)

No que respecta a UFD, conta cunha rede de 60.300 km de liñas de alta, media e baixa tensión. Trátase dun distribuidor eléctrico relevante ao dar saída inicial a unha parte da xeración eléctrica galega, sobre todo a de menor potencia, tanto de combustión como renovable. Así, a súa rede facilita a saída da electricidade xerada por máis do 95 % da potencia de coxeración e a electricidade de algo máis do 55 % da potencia eólica (CNMC 2022f).

UFD é tamén o principal distribuidor eléctrico para o consumo galego. Concretamente, segundo os datos do cuarto trimestre de 2020 publicados nun informe de supervisión da CNMC, contaba con case o 85 % dos puntos de subministro galegos e distribuíu o 90 % da electricidade para consumo (CNMC 2022g). No referido ao servizo, no ano 2021 o Tempo de Interrupción Equivalente á Potencia Instalada (TIEPI) foi de 50 minutos, o que sitúa á distribuidora por embaixo da media nacional que foi de 55 minutos (Naturgy 2022).

A seguinte distribuidora por dimensión é Begasa, compañía pertencente ao grupo Viesgo, que ten a súa actividade centrada na provincia de Lugo. Conta con 9.975 km de rede para facilitar a integración de enerxía eléctrica xerada na súa rede, sobre todo de orixe eólico, e distribuír a máis de 170.000 puntos de subministro, o que supón un 9,2 % do total galego (CNMC 2022g). No cuarto trimestre de 2020 esta infraestrutura facilitou un 6,4 % da electricidade consumida en Galicia, cun TIEPI de 32,6 minutos mellorando os rexistros do ano anterior (Begasa 2022).

O resto da actividade de distribución en Galicia é realizado por empresas de menor dimensión. Un grupo importante delas, concretamente 28, forman parte da Asociación de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica (APYDE), xestionando 5.500 km de rede que cobren en termos territoriais comarcas das catro provincias galegas, con case 70.000 puntos de subministro conectados e entregando máis do 2 % da electricidade en Galicia no ano 2020 (APYDE 2022).

No que respecta á situación actual para atender ao desenvolvemento de novas instalacións de enerxías renovables, REE facilita información actualizada de MW de potencia solicitada por puntos de acceso á rede, considerando a situación respecto das diferentes autorizacións necesarias (REE 2022b). Segundo a información do mes de setembro de 2022, á tecnoloxía eólica é a que presenta máis solicitudes en Galicia previas á posta en servizo, presionando a capacidade das infraestruturas. Concretamente, existen 9.170 MW eólicos con

solicitude de acceso autorizada na rede de transporte, a maioría tamén con solicitude de conexión autorizada, e con aceptabilidade no caso da rede de distribución, e hai outros 1.972 MW de potencia eólica en tramitación solicitando acceder ás redes.

Dentro da infraestrutura eléctrica tamén existen puntos de recarga para facilitar a crecente mobilidade eléctrica. Segundo figura en Electromaps (2022), en Galicia hai preto de 600 puntos, distribuídos, principalmente, entre a provincia de Pontevedra seguida pola Coruña.

4. Outras infraestruturas

Por último, debe mencionarse que hai outras infraestruturas non especificamente enerxéticas que son chave para un sector tan relevante. Nesta situación atopamos a infraestrutura portuaria, que serve de punto de acceso de moitos recursos enerxéticos e tamén para a saída de produtos transformados e de utillaxes para exportación vinculados coa enerxía, como son no caso galego os aeroxeradores ou os soportes para instalación de parques mariños noutros países. A rede ferroviaria e a rede de estradas tamén ten o seu papel no traslado de recursos e conexión de mercados.

Capítulo 5

Os mercados enerxéticos

1. Mercados de enerxía

A formación dos prezos da enerxía nos diferentes mercados é froito da interacción entre oferta e demanda, se ben existen organismos reguladores que interveñen nestes mercados. Os prezos da enerxía van condicionar despois o funcionamento do conxunto da economía, ao ser un insumo imprescindible, e polo tanto un custe a considerar en moitos sectores produtivos. Tamén os prezos enerxéticos inciden no benestar dos fogares, directamente polo custe das necesidades a satisfacer, e indirectamente polo volume de renda que supoña a adquisición de enerxía, podendo limitar ás posibilidades de consumo doutros bens e servizos. Son múltiples é diversos os factores que afectan á demanda e á oferta, como crecemento económico, novas tecnoloxías, restricións ambientais, xeopolítica ou as regras de funcionamento dos propios mercados, entre outros.

Neste capítulo presentarase, principalmente, unha análise da evolución dos prezos dos recursos enerxéticos primarios e dos diferentes produtos enerxéticos que conforman a enerxía final dispoñible para o consumo. A escala temporal será a máis próxima ao momento actual, poñendo énfase nas variacións máis importantes. En canto á dimensión espacial, é inevitable falar de prezos internacionais, como os dos recursos primarios fósiles, ou de prezos a escala supraestatal cando falamos do uso de formas de enerxía final, como os prezos da electricidade que se determinan nunha parte importante no mercado por xunto ibérico, xa que deles se derivan os prezos polo miúdo. Na medida do posible, procúrase achegar a información que afecte de xeito máis directo ás empresas e fogares de Galicia, amosando os niveis de consumo e dinámicas de mercado dos principais produtos enerxéticos.

2. Mercados de recursos primarios: Petróleo, gas, carbón

No caso dos combustibles fósiles, a determinación dos prezos dáse principalmente nos mercados internacionais, tanto ao contado como de futuros, considerándose *commodities*[1], fronte á contratación mediante acordos a longo prazo que era dominante fai anos entre os operadores. Non hai unha homoxeneidade completa de características físicas, químicas e enerxéticas dos recursos, e por iso a análise do comportamento dos mercados basease no establecemento dun prezo de referencia dun combustible ou ben na agregación de diferentes prezos en índices ponderados. No caso do petróleo, por exemplo, destacan como referencias o petróleo Brent e o West Texas Intermediate (WTI).

Na Figura 5.1 amósase a evolución conxunta de índices de prezos do petróleo, do carbón e do gas a partires de medias de diferentes prezos de referencia para cada combustible. En xeral, pódese afirmar que hai unha correlación importante entre os prezos, dado que seguen practicamente as mesmas fases cíclicas, coa excepción do período 2011-2013, no que se observa unha estabilización dos prezos no caso do petróleo e gas fronte a unha caída adiantada dos prezos do carbón.

Destaca a alta volatilidade dos prezos destes recursos. Nos últimos 20 anos, obsérvanse movementos bruscos dos prezos. Así, dende 2001 até 2008, correspondendo cunha etapa de forte crecemento das economías, os prezos internacionais do petróleo multiplicáronse por 4, os do carbón por 3,5 e os do gas por algo máis de 2,5, para despois, acompañando a crise financeira, sufrir fortes caídas entre o 30 e o 40 %. A continuación volve haber unha suba importante, que no caso do petróleo supón acadar máximos históricos de cotizacións, cun prezo medio do barril Brent nunca visto, por riba dos 100 dólares entre 2011 e 2013.

Nos anos recentes tamén se mantén esa variabilidade. Seguindo unha certa recuperación de actividade económica mundial, os prezos ascenderon entre 2016-2018, para a continuación caer nos seguintes dous anos, especialmente no ano 2020, coincidindo coa crise COVID-19.

[1]As *commodities* son bens sen procesar e pouco diferenciados, que se utilizan como materias primas na producción doutros bens. A indiferenciación facilita o desenvolvemento de mercados globais para o seu intercambio.

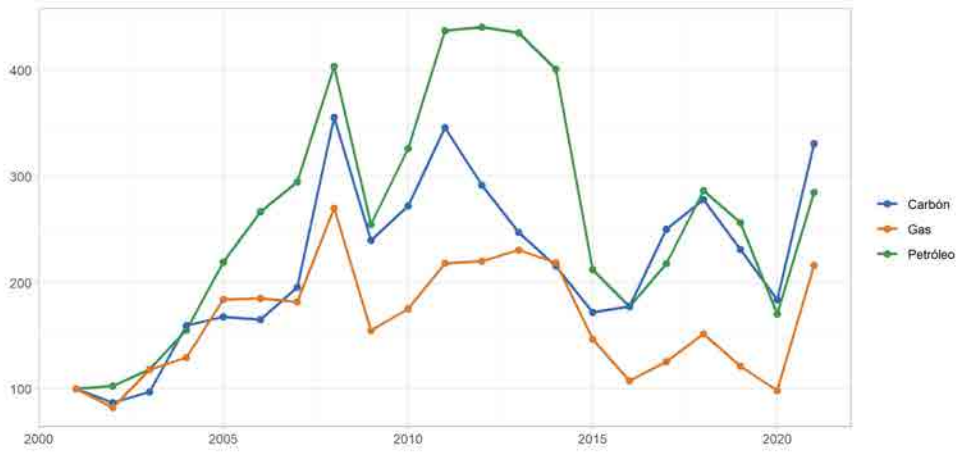


Figura 5.1: Evolución prezos recursos fósiles - Índice 100 (2001). Fonte: elaboración propia a partir de BP (2022)

No período máis inmediato estase a dar un forte ascenso xeneralizado dos prezos, iniciado no 2021, correspondendo en termos porcentuais coas variacións anuais máis importantes de prezos na historia. O petróleo aumentou os seus prezos en 2021 respecto a 2020 un 67,5 %, no caso do carbón o aumento foi dun 80 % e, por último, o aumento máis destacado foi o do gas acadando case un 120 %. O caso do gas é singular xa que, dentro da volatilidade xeral, mantivo nas pasadas dúas décadas un perfil máis estable na evolución dos prezos respecto ao petróleo e ao carbón, sen embargo nestes últimos anos é o combustible con maior variación.

Se analizamos máis polo miúdo o período final, observaremos de seguido como a volatilidade segue a manterse no ano 2022, afondando até mediados de ano na suba iniciada a finais de 2020. Os mercados enerxéticos están amosando o resultado conxunto dunha serie de factores, que afectan tanto á demanda como á oferta, conducentes a unha suba brusca dos prezos da enerxía sen precedentes nas últimas décadas. Por unha banda, o proceso de recuperación da actividade económica despois da crise pola COVID-19 foi máis rápido do previsto, presionando á demanda fronte a unha oferta máis ríxida. A oferta non aumentou na mesma medida, entre outras motivacións, pola incerteza da crise e dos procesos de transición enerxética que provocaron que non se desenvolveran os investimentos en oferta ao mesmo ritmo que antes da crise. Isto sucedeu, particularmente, no caso dos combustibles fósiles, coa caída de investimentos nos recursos que soportaban maiores custes de extracción.

Ao anterior hai que engadir, no principio de 2022, a invasión de Ucraína por parte de Rusia, que afecta ao sistema enerxético europeo e, en particular, ao subministro de gas natural, desencadeando unha reacción importante nos mercados, tanto nos segmentos ao contado como de futuros, e tamén na propia política enerxética europea.

2.1. Petróleo

No caso do petróleo, tras os mínimos históricos acadados en abril de 2020, volve a superarse o nivel dos 100 dólares por barril dos crús de referencia en marzo de 2022. Isto pode verse nas cotizacións mensuais do barril Brent e do WTI amosadas na Figura 5.2. Aos factores xerais analizados para explicar esta evolución hai que engadir os comportamentos específicos destes mercados, como as decisións da OPEP, riscos xeopolíticos como os asociados a sancións internacionais a Irán ou, polo lado da demanda, tendencias rexionais como a velocidade de recuperación das economías asiáticas ou os usos non enerxéticos do petróleo, como plásticos e produtos petroquímicos, que seguen a crecer. Cabe esperar unha caída de demanda, e polo tanto dos prezos, a curto prazo, pola retardación do crecemento económico que se está a constatar a nivel mundial no verán de 2022 e pola suba de tipos de xuro dos bancos centrais para atallar o problema da inflación que tamén freará ás economías.

Estas cotizacións trasládanse tamén aos mercados dos produtos derivados do petróleo

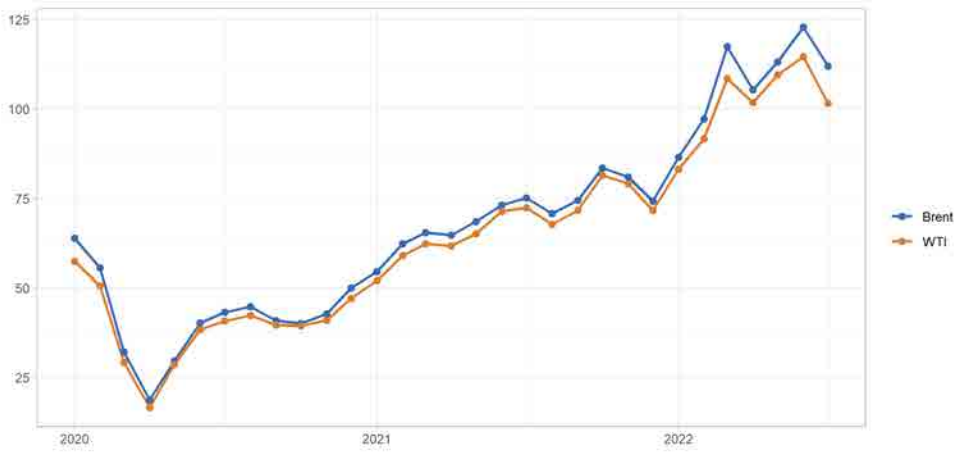


Figura 5.2: Cotizacións mensuais petróleo Brent e WTI. $/barril. Fonte: elaboración propia a partir de CORES (2022)

obtidos mediante refino. Na Figura 5.3 observase de xeito evidente este feito na evolución recente das cotizacións internacionais FOB[2] da gasolina, do gasóleo e do fuelóleo nun dos mercados naturais por situación xeográfica para España como é o MED (Mediterráneo), que amosa un comportamento similar ao doutros como o NWE (Noroeste de Europa). Pode haber diferenzas entre a evolución dos prezos dos distintos produtos debido a cambios na capacidade de refino, ou, dende a demanda, por variacións específicas no consumo dun produto. Obsérvase no caso do fuelóleo, que inicia o período máis preto dos outros combustibles de maior valor engadido para despois alonxarse, ou no feito da suba do prezo do gasóleo por riba da gasolina en varios meses de 2022 por falla de capacidade de refino.

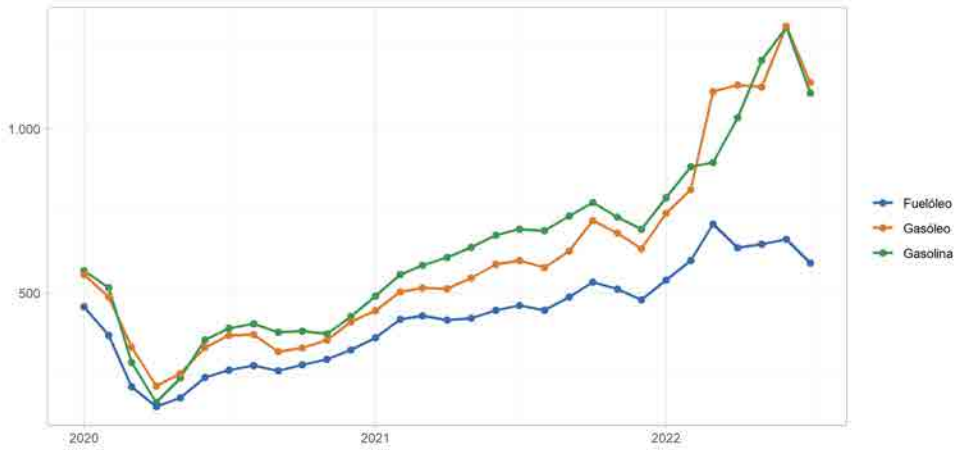


Figura 5.3: Cotizacións mensuais derivados petróleo MED. $/t. Fonte: elaboración propia a partir de CORES (2022)

Debido ao nivel de dependencia enerxética de España, esta información é relevante, dado que vai marcar os prezos do mercado por xunto no que participan compañías de refino, importadores de produtos e grandes consumidores, que poden ser, entre outros, propietarios de redes de estacións de servizo.

2.2. Gas Natural

Este combustible é chave na transición enerxética. Así se observa co seu crecente protagonismo no *mix* enerxético, debido ás menores emisións de gases de efecto invernadoiro e

[2]Free on board, "franco a bordo": valor dos bens postos a bordo dun transporte marítimo.

a súa versatilidade operativa, tanto en transporte como en uso final. Nestas circunstancias, calquera variación dos seus prezos ten un gran impacto na economía.

En liña co comentado de xeito xeral para os combustibles fósiles, os prezos encarecéronse nos mercados ao contado de xeito exponencial a curto prazo. Na Figura 5.4, amosase a evolución do indicador de prezos do mercado ibérico do gas (MIBGAS), que directamente sinala a evolución de prezos en España, xunto cos indicadores dos prezos do mercado norteamericano (Henry Hub) e do mercado holandés TTF (o mercado europeo por xunto máis relevante).

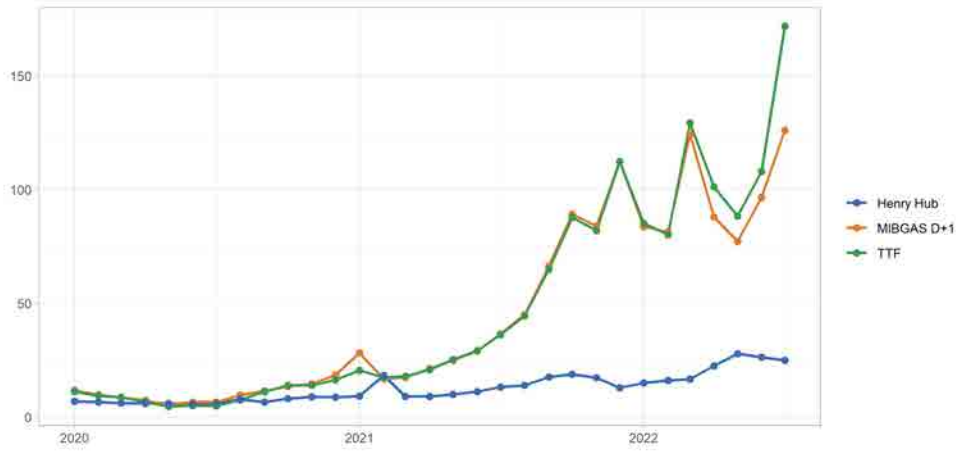


Figura 5.4: Cotizacións mensuais gas natural MIBGAS, TTF e Henry Hub. $/MWh. Fonte: elaboración propia a partir de CORES (2022)

O comportamento do mercado norteamericano amosa un incremento de prezos entre xullo de 2021 e xullo de 2022 do 100 %. Con todo, a suba é máis suave que o que acontece nos mercados europeos. O prezo no TTF pasou de estar ao redor dos 20 €/MWh na primavera de 2021 a superar os 160 €/MWh no verán de 2022. Similar é o comportamento do MIBGAS, se ben a traxectoria a partir do segundo trimestre deste ano desacoplouse da do TTF, chegando a superar lixeiramente os 120 €/MWh en xullo do ano 2022 (o que supón multiplicar por seis os prezos, en vez de por oito como o TTF). A evolución do mercado ibérico, reflexa o importante aumento do custe de aprovisionamento, que segundo se sinala no informe de CORES do mes de xullo, situouse no primeiro semestre de 2022 no dobre que no ano 2021 (CORES 2022).

A explicación deste comportamento dende 2021 ben dada, polo lado da oferta, coas restricións de subministro, que se viron incrementadas despois coa guerra de Ucraína, e polo lado da demanda polo consumo de países emerxentes con economías moi dinámicas. Dende os países da UE trátase de diversificar a orixe do subministro, recorrendo ao gas natural licuado (GNL) transportado por vía marítima para evitar o emprego dos gasodutos con Rusia, pero isto, nun mercado como é o do gas, globalizado e con dificultades para aumentar a produción a curto prazo, presiona aínda máis os prezos. Polo lado da demanda, estanse a promover diferentes actuacións na UE para conter esta suba e non esgotar o subministro necesario para manter o funcionamento das economías.

2.3. Carbón

As cotizacións do carbón nos mercados internacionais tamén tiveron un intenso crecemento dende 2021, despois de caer en 2020. Isto reflíctese nas cotizacións dos diferentes marcadores do carbón térmico. Na Figura 5.5 amósase a cotización nos mercados de futuros de carbón de dous dos marcadores máis empregados, o Newcastle e o Rotterdam. O prezo do Newcastle FOB, cun valor calorífico de 6.000 kcal/kg, constitúe a referencia do mercado asiático de carbón, que é o de maior volume mundial de transaccións. Este marcador cotizaba lixeiramente por riba dos 50$/t na primavera de 2020, para superar os 200$/t no outono de 2021 e acadar prezos claramente por riba dos 400$/t dende maio de 2022. Unha situación similar vese nos marcadores do norte europeo, con subas significativas: os futuros do carbón de Rotterdam cotizaron a unha media de 50$/t en 2020 e superaron os 350$/t á metade de

2022 (Investing 2022a; Investing 2022b).

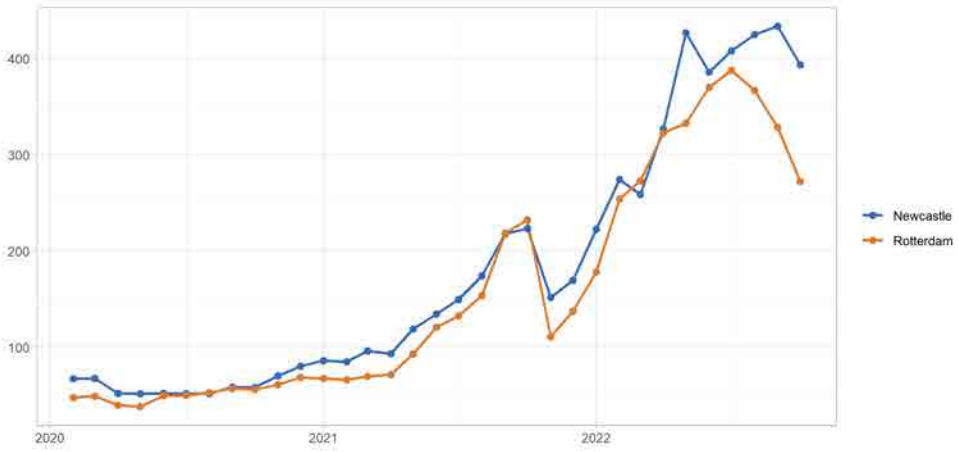


Figura 5.5: Cotizacións mensuais carbón Newcastle e Rotterdam. $/t. Fonte: elaboración propia a partir de Investing (2022a) e Investing (2022b)

A explicación desta dinámica recente reside no gran aumento da demanda, especialmente de China, que non conta co respaldo hidráulico habitual debido a unha importante seca. En paralelo, hai restricións de subministro dende Indonesia, por necesidades internas, ou dende Australia, por dificultades de produción por inundacións. A isto hai que sumarlle a reacción á suba dos prezos do gas natural, que provocou tamén un aumento de demanda de carbón como combustible alternativo. Como xa se sinalou, seguen a pórse en marcha novas centrais térmicas en Asia, e noutras áreas, especialmente en Europa, como en Alemaña, Austria, Italia, e mesmo en Galicia, estanse a activar centrais fora de servizo pola crise enerxética europea.

2.4. Mercados de emisións de gases de efecto invernadoiro

Como xa se sinalou, un dos grandes problemas aos que se enfronta a comunidade internacional é o cambio climático motivado polas emisións á atmosfera de diferentes gases GEI, factor que se soe sintetizar en toneladas equivalentes de CO_2 emitidas, aplicándose diferentes políticas para o seu control e redución. Neste eido, o emprego de mercados de emisión constitúe unha ferramenta que está activa en diferentes áreas xeográficas a nivel internacional, sendo o máis importante o sistema europeo de permisos de emisión (EC 2022a). Basicamente, a partir do establecemento dun límite de emisións, neste caso a nivel territorial UE, permítese aos axentes afectados negociar no mercado a posibilidade de emitir coa compra/venda dun permiso.

Sendo o sector enerxético un dos grandes emisores de CO_2, as instalacións deste sector están maioritariamente dentro das designadas para cubrir as súas emisións nese mercado. Nomeadamente, as instalacións de refino de petróleo, as centrais de ciclo combinado de gas e as centrais térmicas de carbón teñen que pagar un prezo por cada permiso que precisen para emitir toneladas de CO_2 asociadas a súa actividade produtiva. No caso galego, polo tanto, cómpre considerar este mercado internacional polos efectos nos custes de operación dese tipo de instalacións.

A evolución dos prezos do mercado europeo entre o verán de 2016 e o verán de 2022 amósase na Figura 5.6, observándose unha importante escalada de prezos semellante á presentada nos mercados enerxéticos. En todo caso, a suba iniciase antes, concretamente no ano 2017, por un cambio no deseño do sistema, pasando nun ano de cotizar sobre 5 € a tonelada de CO_2 a mediados de 2017 a acadar un ano despois os 20 € por tonelada. Máis recentemente, a partires da segunda metade de 2020, agudizouse este encarecemento das emisións, chegando a roldar os 100 €/Tm en febreiro de 2022.

O encarecemento dos permisos afecta en maior medida ás instalacións con máis dificultades de adaptación tecnolóxica e que contan con recursos máis emisores. Isto acontece

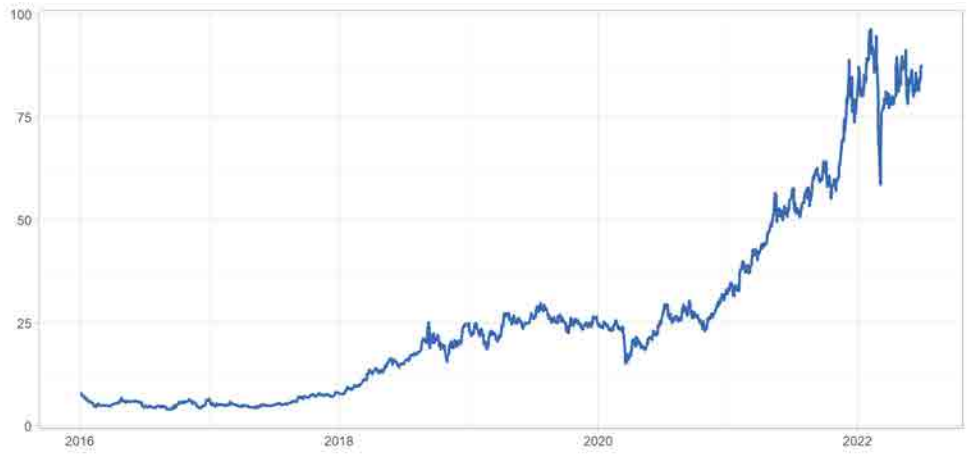


Figura 5.6: Prezos permisos emisión Tm CO_2 - Sistema europeo. Euros por permiso de emisión. Fonte: elaboración propia a partir de SENDECO2 (2022)

particularmente coas centrais térmicas de carbón, que pola súa proporción de emisións por unidade de electricidade producida ven comprometida a súa rendibilidade en maior medida que as centrais de ciclos combinados, máis eficientes neste aspecto.

3. Mercados polo miúdo de enerxía final

Os produtos enerxéticos obtidos grazas á transformación dos diferentes recursos primarios fósiles, e tamén dos recursos enerxéticos renovables, en enerxía final, destínanse ao consumo dos fogares e do tecido produtivo. Neste apartado vanse analizar os prezos dalgunhas das principais formas de enerxía final, así como indicadores de volume consumido a nivel galego, dinámicas de mercado, comparando, de ser o caso, coas tendencias a nivel estatal.

Da análise anterior dos mercados internacionais de recursos e de emisións, a conclusión xeral é que Galicia, dada a súa dependencia enerxética dos combustibles fósiles, está moi exposta á volatilidade de prezos motivada por todo tipo de acontecementos exóxenos, que van dende crises sistémicas a acontecementos meteorolóxicos singulares a miles de quilómetros, que marcan as cotizacións internacionais destes recursos primarios, trasladando despois os seus efectos aos mercados domésticos de enerxía final dos consumidores galegos.

Na Figura 5.7 reflíctese esta situación co comportamento do índice de prezos ao consumo dos produtos enerxéticos en Galicia no período máis recente. No mesmo obsérvase unha tendencia similar á comentada para os prezos dos recursos primarios, con moita volatilidade e un ascenso importante nos últimos dous anos. O comportamento é moi semellante ao do conxunto do estado debido a un proceso de formación de prezos similar, de xeito que entre xaneiro de 2020 e agosto de 2022 os prezos destes produtos incrementáronse na mesma porcentaxe en Galicia que en España, concretamente nun 52 %.

3.1. Mercado de combustibles derivados do petróleo

O consumo destes produtos é o máis significativo no balance enerxético galego. O destino principal é o transporte, supoñendo en 2020 algo máis do 30 % do total de enerxía consumida en Galicia (INEGA 2022b). Ademais, estes produtos poden empregarse para a xeración de

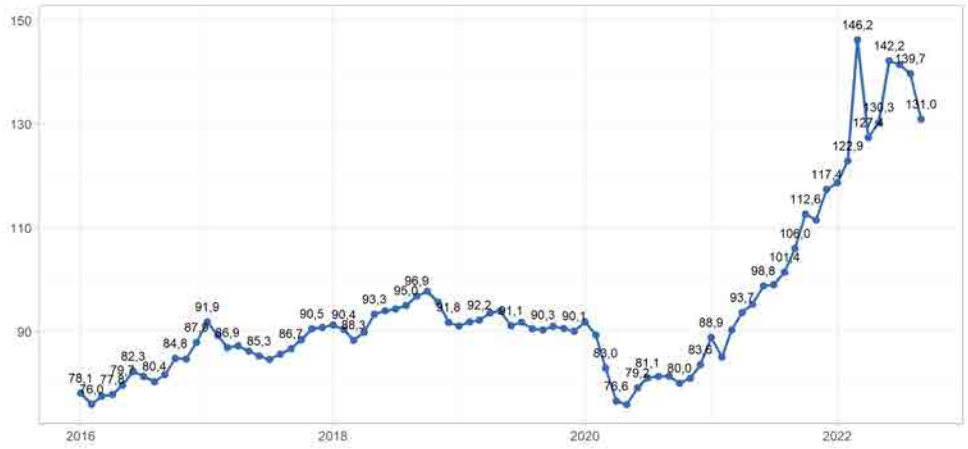


Figura 5.7: Evolución do índice de prezos ao consumo de produtos enerxéticos en Galicia 2016-2022. Base 2021. Fonte: elaboración propia a partir do IPC de grupos especiais (IGE 2022)

electricidade e calor. A nivel sectorial son inputs básicos para os sectores pesqueiro, agrario, industrial e construción.

3.1.1. Os prezos do gasóleo A e da gasolina 95 a nivel galego

Se nos centramos no uso principal dos combustibles derivados do petróleo, a vía de comercialización polo miúdo son as estacións de servizo que compiten fixando libremente os seus prezos no mercado. A continuación realízase unha análise de prezos de dous dos combustibles máis empregados en transporte, o gasóleo A e a gasolina 95. A fonte de información empregada é a Estadística de petróleo do mes de setembro de 2022 elaborada pola CNMC (2022c)[3]. Na Figura 5.8 amósanse os prezos medios mensuais en Galicia do gasóleo A e da gasolina 95, de venda ao público (Pvp) e antes de impostos (Pai), dende xaneiro do ano 2016 até agosto de 2022[4].

A tendencia dos prezos é común, seguindo o comportamento dos mercados internacionais de derivados do petróleo. Isto obsérvase no prezo antes de impostos dos dous combustibles, xa que nel se incorpora o custe de aprovisionamento neses mercados, ademais da marxe dos comercializadores por xunto, o custe da loxística asociada á distribución e a propia marxe das estacións de servizo. A tendencia finalmente reflíctese, unha vez incorporados os impostos, no prezo de venda ao público. No caso do gasóleo A, os prezos entre 2016 e 2022 incrementáronse un 70 %, debido a un forte aumento do Pai, concretamente dun 123 %. Para a gasolina 95 o incremento é de un 55 %, tamén motivado por un incremento ao redor do 107 % no Pai.

No período máis recente identifícase a baixada de prezos motivada pola pandemia dende marzo de 2020, até que se inicia a fase de suba rápida dos prezos no outono de 2020, que só se viu freada en agosto de 2022. Resulta importante o compoñente dos impostos nos dous combustibles como se ve na diferenza entre os prezos finais de venda e os prezos antes de impostos. É usual que o prezo da gasolina se sitúe por riba do gasóleo, se ben, como xa se comentou previamente, dende a primavera de 2022 vira esta situación, resultando máis caro o gasóleo polo encarecemento nos mercados internacionais.

[3]Nesta estatística figuran datos de prezos doutros combustibles derivados do petróleo, como o gasóleo B, gasóleo A Premium, ou da gasolina 98, e tamén, dentro dos biocombustibles, figuran os prezos do biodiesel.

[4]A metodoloxía de cálculo de prezos segue a descrición da estatística de produtos petrolíferos da CNMC:

PVP Obtense coa media aritmética dos prezos de venda ao público (€/litro) remitidos por cada estación de servizo operativa.

PAI Restando dos PVP os impostos aplicados calcúlanse os PAI individuais por estación de servizo e produto. Unha vez obtidos estes valores, calculase o PAI representativo aplicando unha media aritmética.



Figura 5.8: Prezos medios mensuais venda ao público (Pvp) e antes de impostos (Pai) do Gasóleo A e Gasolina 95 en Galicia. €/l. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

Unha análise interesante é a comparación coa evolución dos prezos no conxunto do Estado. No Cadro 5.1 preséntanse a evolución dos prezos medios anuais en euros do gasóleo A en Galicia e España dende 2016.

Cadro 5.1: Comparativa de prezos do gasóleo Galicia-Estado. Fonte: Elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

	Pvp			Pai			Pvp-Pai	
Ano	**Galicia**	**Estatal**	**Diferenza**	**Galicia**	**Estatal**	**Diferenza**	**Galicia**	**Estatal**
2016	1,057	1,014	0,043	0,495	0,483	0,012	0,562	0,531
2017	1,147	1,099	0,048	0,569	0,555	0,014	0,578	0,544
2018	1,248	1,200	0,048	0,653	0,639	0,014	0,596	0,561
2019	1,242	1,213	0,029	0,647	0,638	0,009	0,595	0,574
2020	1,097	1,073	0,024	0,528	0,522	0,006	0,569	0,552
2021	1,273	1,242	0,031	0,673	0,662	0,011	0,600	0,580
2022 (até Agosto)	1,795	1,766	0,029	1,104	1,097	0,007	0,690	0,669
Media mensual	1,239	1,203	0,036	0,645	0,634	0,011	0,594	0,568

Os prezos son maiores en Galicia, tanto antes como despois de impostos. En termos de prezos de venda ao público, o gasóleo A en ese período é de media 0,036 € máis caro en Galicia que no conxunto do Estado. A diferenza é máis significativa entre os anos 2016 e 2018, estabilizándose no período máis próximo ao redor dos 0,03 €, o que supón que a diferenza recortouse un 33 % entre o ano 2016 e o 2022. Nos prezos antes de impostos, a media en Galicia é superior en 1,1 céntimos de euro respecto ao nivel estatal de prezos, o que sinala unha marxe superior na cadea de valor até a comercialización final polo miúdo, se ben aquí tamén se recortou a diferenza máis dun 35 % entre 2016 e 2022 a partires de 2019. Hai que ter en conta que nun contexto de prezos altos, estas diferenzas aínda son moito menores si se consideran en termos relativos.

Nese período os impostos supoñen un 47,9 % do Pvp en Galicia fronte ao 47,2 % do Pvp no Estado. A estrutura e contía dos impostos variou nese período, componse dun Imposto Especial de Hidrocarburos (IEH) e do imposto sobre o valor engadido (IVE). O primeiro é un tributo que non se fixa como unha porcentaxe do coste total, senón que supón un pago fixo por cada litro, a isto hai que engadir un tipo especial por litro, e de ser o caso, para algúns anos do inicio do período, tramos autonómicos que a partir de 2018 harmonizáronse. Pola súa banda o IVE ten un carácter relativo ao tratarse dunha porcentaxe da suma dos anteriores conceptos Pai e IEH.

Se facemos a mesma análise cos prezos en euros da gasolina 95 que se amosan no Cadro 5.2, chegamos a conclusións similares. Os prezos de venda ao público son de media 3,2 c€ superiores en Galicia respecto á media estatal, diminuíndo a diferenza nos últimos anos, aínda

que cun reponte no ano 2022 que deixa o recorte da diferenza de prezos galegos respecto a media estatal en algo menos do 13 %. No que respecta ao Pai da gasolina, a diferenza media para o período é mínima non chegando ao céntimo de euro, sen embargo dáse un aumento de diferenza si se compara o ano 2022 co 2016. En calquera caso, este último dato tamén debe matizarse si se considera a diferenza en termos relativos respecto ao nivel alto de prezos do ano 2022.

Cadro 5.2: Comparativa de prezos da gasolina 95 Galicia-Estado. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

	Pvp			Pai			Pvp-Pai	
Ano	**Galicia**	**Estatal**	**Diferenza**	**Galicia**	**Estatal**	**Diferenza**	**Galicia**	**Estatal**
2016	1,190	1,148	0,042	0,511	0,504	0,007	0,679	0,644
2017	1,256	1,214	0,042	0,565	0,560	0,006	0,691	0,655
2018	1,319	1,284	0,035	0,617	0,618	0,000	0,702	0,667
2019	1,320	1,294	0,026	0,618	0,615	0,003	0,702	0,679
2020	1,194	1,176	0,018	0,514	0,516	-0,002	0,680	0,660
2021	1,402	1,373	0,028	0,686	0,680	0,006	0,716	0,694
2022 (até agosto)	1,845	1,808	0,037	1,052	1,042	0,011	0,793	0,767
Media mensual	1,337	1,304	0,032	0,632	0,628	0,004	0,705	0,676

O peso medio dos impostos no prezo da gasolina 95 en Galicia é do 52,7 % e para España sitúase no 52 %. Son valores superiores ao reflexado para o gasóleo A, como consecuencia dun histórico menor nivel do imposto de hidrocarburos do gasóleo respecto do da gasolina 95.

Para contextualizar os valores anteriores, cómpre sinalar que o nivel de imposición en España sitúase lixeiramente por debaixo da media ponderada dos países da Eurozona no caso da gasolina, e máis claramente por embaixo para o gasóleo. En canto aos Pai, para o gasóleo sitúanse por riba da media dos países da Eurozona, mentres que o Pai medio da gasolina 95 en España está por debaixo desa media de países de referencia para facer comparacións (MITERD 2022h).

En conxunto, hai que sinalar que si se estudan comparativamente os prezos destes dous combustibles en Galicia respecto ás outras CC. AA., pódese observar que houbo unha mellora de posición nos rankings de prezos nos últimos anos. Concretamente, Galicia pasou de ser habitualmente a segunda comunidade cos prezos máis altos dos carburantes, tan só por detrás das Illas Baleares, a achegarse a posicións intermedias nos últimos anos. Por exemplo, segundo o boletín de prezos dos carburantes de agosto de 2022 do MITERD (2022h), Galicia é a quinta comunidade co prezo máis caro en gasóleo A e é a sexta comunidade en canto a nivel de prezos da gasolina 95 (tanto sen impostos como con eles).

3.1.1.1. Análise de prezos por provincias En canto á situación por provincias, no Cadro 5.3 preséntanse os prezos Pvp e Pai no período 2016-2022 para o gasóleo A. Como é lóxico, seguen a tendencia xa amosada de forte incremento en 2021 e 2022. Obsérvase de xeito case constante un prezo superior do gasóleo A na provincia de Ourense é máis baixo na Coruña, non chegando a diferenza entre elas ao céntimo de euro, nin en Pvp nin en Pai.

O alto prezo do gasóleo en Ourense reflíctese tamén na súa posición no ránking de prezos por provincias a nivel do Estado, no que se sitúa habitualmente nos primeiros postos. Por exemplo, no mes de agosto de 2022 Ourense ocupou a cuarta posición como provincia co gasóleo A máis caro en España, e en xaneiro de 2016 xa ocupaba unha posición similar, concretamente a quinta.

A CNMC publica dende o ano 2020 nos seus boletíns de distribución de carburantes análises descritivos *ad hoc* sobre a situación de mercado en provincias con PVP que sexan significativos respecto á evolución xeral. O caso de Ourense é analizado no boletín do mes de marzo de 2021 polos altos prezos do gasóleo (CNMC 2021b). Considerando ese carácter descritivo, dende a CNMC sinalan no informe, como trazo xeral, unha menor dispersión en Ourense respecto ao conxunto do estado entre os prezos medios do grupo de estacións de servizo máis caras e a media das que contan co gasóleo máis barato, podendo ser un indicador de menor competencia. Concretamente, en Ourense ese mes o valor foi de 5,8 c€/l fronte á media estatal de 11,1 c€/l.

Cadro 5.3: Prezos Pvp e Pai do gasóleo A para cada provincia. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

	A Coruña		Lugo		Ourense		Pontevedra	
Ano	**Pvp**	**Pai**	**Pvp**	**Pai**	**Pvp**	**Pai**	**Pvp**	**Pai**
2016	1,053	0,491	1,059	0,496	1,061	0,498	1,061	0,498
2017	1,144	0,567	1,148	0,570	1,148	0,570	1,150	0,571
2018	1,247	0,651	1,250	0,654	1,249	0,653	1,250	0,654
2019	1,237	0,643	1,246	0,651	1,249	0,653	1,244	0,649
2020	1,089	0,521	1,104	0,533	1,107	0,536	1,100	0,530
2021	1,266	0,668	1,279	0,678	1,283	0,682	1,273	0,673
2022 (até agosto)	1,791	1,102	1,800	1,109	1,802	1,110	1,793	1,103
Media mensual	1,235	0,641	1,243	0,648	1,245	0,650	1,241	0,647

As estacións con menores prezos correspóndense co grupo de estacións independentes, que aínda así presentan prezos máis altos que as estacións independentes no conxunto do estado, feito que reforza esa falla de presión competitiva sobre os grupos de operadores principais de estacións de servizo. A estrutura porcentual de grupos de operadores tamén é diferente respecto ao conxunto do estado, incidindo na situación anterior. Así, entre as empresas do grupo Repsol e as do grupo Cepsa suman unha cota do 53,7 % das estacións de servizo en Ourense, fronte a unha cota destes dous grupos a nivel estatal do 40,4 %. Pola contra, a porcentaxe de estacións independentes supón un 32,3 % na provincia fronte ao 42,3 % estatal, o que pode facer máis complicada unha dinámica competitiva no mercado de distribución ourensán.

Se se estuda o comportamento provincial dos prezos da gasolina 95 amosado no Cadro 5.4, vese que de novo as diferenzas interprovinciais están por baixo dun céntimo, aínda que agora é a provincia da Coruña a que presenta prezos máis elevados e Lugo a dos máis baixos. Sen embargo, no caso deste carburante o comportamento ano a ano resultou máis variable, con cambios no ranking entre provincias de un ano para outro.

Cadro 5.4: Prezos Pvp e Pai da gasolina 95 para cada provincia. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

	A Coruña		Lugo		Ourense		Pontevedra	
	Pvp	**Pai**	**Pvp**	**Pai**	**Pvp**	**Pai**	**Pvp**	**Pai**
2016	1,186	0,507	1,188	0,509	1,193	0,513	1,196	0,516
2017	1,258	0,567	1,248	0,558	1,249	0,560	1,261	0,569
2018	1,326	0,623	1,313	0,612	1,311	0,611	1,316	0,615
2019	1,319	0,617	1,321	0,619	1,322	0,620	1,320	0,618
2020	1,189	0,510	1,197	0,516	1,202	0,520	1,195	0,515
2021	1,397	0,682	1,407	0,690	1,408	0,691	1,401	0,686
2022 (até agosto)	1,849	1,056	1,843	1,051	1,847	1,054	1,840	1,048
Media mensual	1,339	0,634	1,335	0,631	1,337	0,633	1,337	0,633

Esta suba dos prezos na provincia da Coruña no último ano, provoca que se sitúe no mes de agosto de 2022 como a cuarta no ranking estatal de prezos, cando en xaneiro de 2016 eran Ourense e Pontevedra as provincias que ocupaban os postos altos neste ranking, tan só por detrás das Illas Baleares. Tamén neste caso a CNMC (2022a) presentou no seu boletín de agosto de 2022 unha análise descritiva sobre a situación do mercado de distribución de gasolina na provincia de A Coruña. En canto a estrutura por grupos, predominan as estacións de servizo independentes, cun 42 % do total, seguidas por estacións do grupo Repsol 27,7 % e do grupo Cepsa cun 17,7 %. Se comparamos esta estrutura coa do conxunto do estado vemos que hai unha porcentaxe lixeiramente menor de estacións independentes na Coruña, pois a nivel estatal supoñen un 44,6 %, mentres os grupos Repsol e Cepsa teñen algo máis de cota conxunta nesta provincia, xa que no estado suman un 38,5 %.

No que se refire á dispersión de prezos medios máis altos respecto aos máis baixos, a diferenza e maior nas estacións coruñesas respecto á diferenza no estado, co cal hai marxe de

competencia, de feito, algo máis do 30 % das estacións da provincia declararon prezos máis baixos que a media estatal. O informe sinala que a presencia de estacións independentes en comparación coas que posúen contrato de subministro exclusivo cos seus operadores non xera en A Coruña a presión á baixa dos prezos que si se observa noutras provincias.

3.1.2. Os prezos dos gases licuados do petróleo

Para os gases licuados do petróleo (propano e butano), coñecidos como GLP, os prezos dos produtos envasados e canalizados están regulados a nivel estatal, e no caso dos usos a granel os prezos están liberalizados, polo que dependen da competencia e negociación no mercado. Ao igual que sucede cos outros combustibles, ao prezo antes de impostos hai que engadirlle un imposto especial e o IVE. Na Figura 5.9 amosase a evolución dos prezos para o período entre xaneiro de 2016 e xuño de 2022 do GLP envasado e canalizado.

Tamén, como cabía esperar, os GLP sofren un incremento de prezo importante na parte final do período, o que supón no caso do produto envasado un aumento no período, tanto do Pai como do Pvp, ao redor do 50 %, algo menos acusado que no caso da gasolina e do gasóleo. Cabe sinalar que tamén o nivel de impostos é menor para o GLP, roldando o 23 % do prezo de venda ao público. O envase máis popular para uso doméstico é a coñecida como bombona (12,5 kg), que contaba cun prezo no último mes estudado de 19,55 €/unidade, cando en xaneiro de 2016 era de 13,1 €/unidade. O produto canalizado resulta habitualmente máis barato, precisamente polo xeito de distribución, aínda que o prezo final ten que incorporar neste caso tamén un termo fixo, polo que o custe unitario dependerá do nivel de consumo.

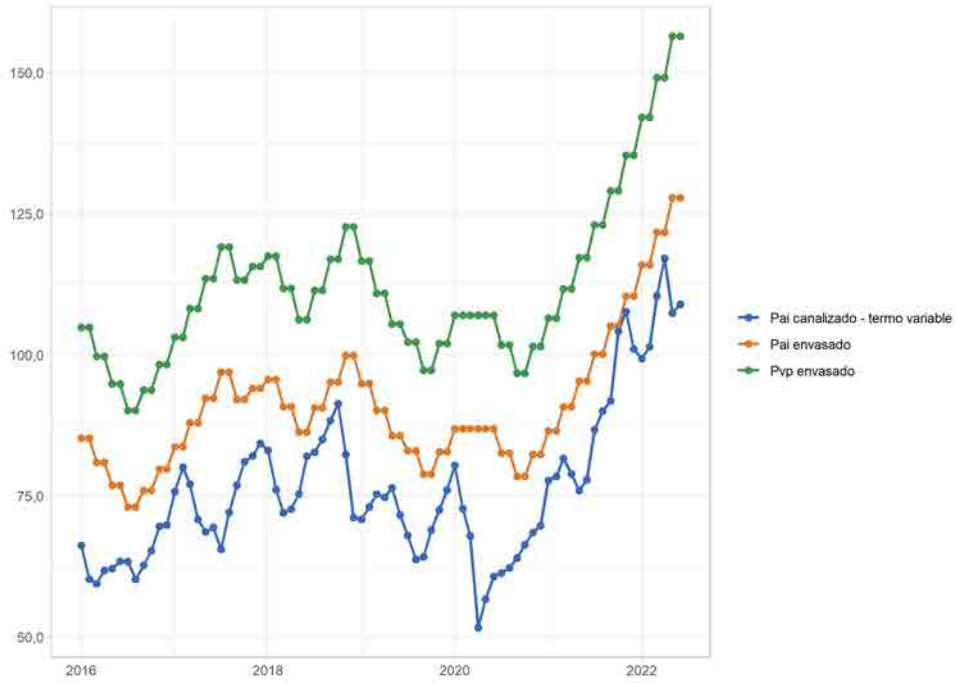


Figura 5.9: Prezos Pai e Pvp de GLP envasado e Pai do termo variable de GLP canalizado. c€/kg. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022e)

3.1.3. Consumo de combustibles derivados do petróleo en Galicia

O volume de movemento dos mercados de produtos derivados do petróleo de uso enerxético ven marcado polo nivel de consumo ou demanda dos mesmos. En termos agregados, entre o ano 2016 e o 2021 prodúcese unha caída de demanda do 6 % en Galicia. Na Figura 5.10 preséntanse en toneladas os niveis de consumo anuais para ese período. Se ben o ano

2021 é un ano de recuperación de actividade, aínda non conseguiu acadar os niveis prepandemia. Pode ser algo circunstancial, e superarse nos vindeiros anos eses niveis seguindo a tendencia de aumento previa á pandemia, como sinalaría o primeiro semestre de 2022 se o comparamos co primeiro de 2021, ou ben anticipar unha caída estrutural no consumo destes combustibles, xa que este semestre de 2022 aínda non supera o nivel de consumo do primeiro de 2019. Por suposto, no resultado final entra en xogo o nivel alto de prezos que freará a demanda a pesar de ser bastante ríxida.

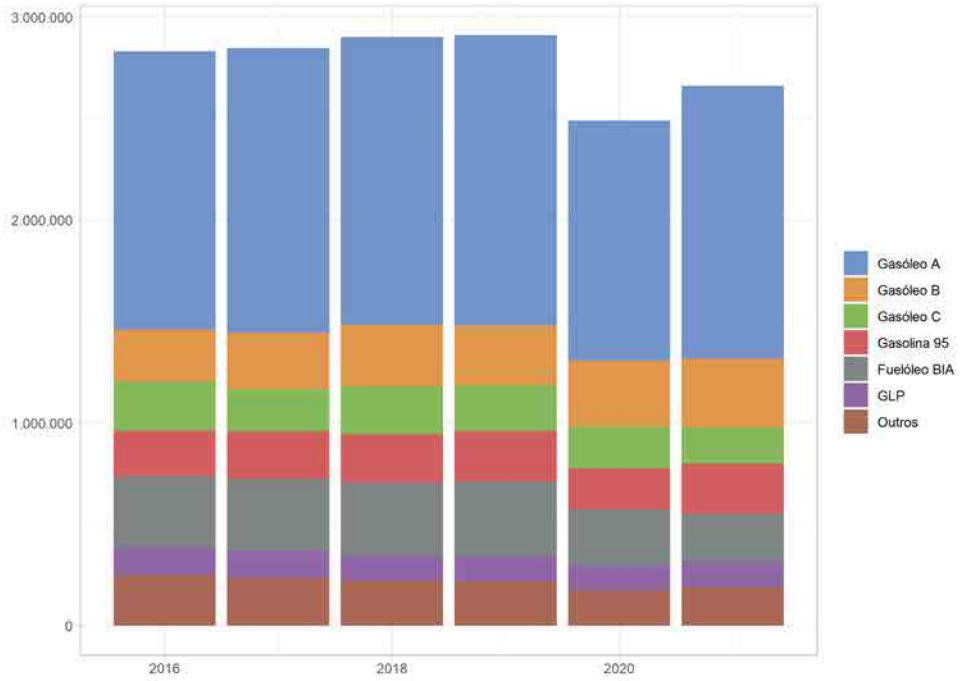


Figura 5.10: Consumo en Galicia de combustibles derivados do petróleo. Toneladas (t). Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

O gasóleo A é o combustible máis consumido en Galicia, seguido polo gasóleo B de uso agrícola e pesqueiro, polo fueóleo BIA empregado a nivel industrial, a gasolina 95, o gasóleo C de calefacción e os GLP. Para complementar a información da figura, no Cadro 5.5 reflíctese a contribución porcentual de cada un dos combustibles para cada ano, incluíndo tamén o cálculo cos datos do primeiro semestre do ano 2022. Nótese que entre 2016 e 2019, o último ano pre-pandemia, non se observan grandes variacións nos pesos relativos dos distintos combustibles, aínda que se apunta unha tendencia crecente no caso do gasóleo B e decrecente no C que se viron reforzadas coa pandemia, a cal tamén reduciu moito o consumo de Fuelóleo BIA.

Cadro 5.5: Porcentaxe sobre o total do consumo de cada combustible en Galicia. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

Anos	Gasóleo A	Gasóleo B	Gasóleo C	Gasolina 95	Fuelóleo BIA	GLP	Outros
2016	48,4 %	9,1 %	8,5 %	8,0 %	12,5 %	4,7 %	8,8 %
2017	49,3 %	9,7 %	7,3 %	8,2 %	12,5 %	4,6 %	8,3 %
2018	48,8 %	10,4 %	8,2 %	8,2 %	12,3 %	4,4 %	7,7 %
2019	49,1 %	10,1 %	7,8 %	8,6 %	12,6 %	4,3 %	7,5 %
2020	47,5 %	13,0 %	8,4 %	8,0 %	11,4 %	4,6 %	7,1 %
2021	50,5 %	12,7 %	6,8 %	9,2 %	9,0 %	4,6 %	7,2 %
2022 (até xuño)	49,2 %	11,9 %	5,7 %	9,1 %	10,4 %	4,6 %	9,0 %
Media 16-21	49,0 %	10,8 %	7,8 %	8,4 %	11,7 %	4,5 %	7,8 %

Se comparamos a estrutura de distribución porcentual amosada no Cadro 5.5 coa do conxunto do estado 5.6, veríamos que en Galicia consúmense proporcionalmente, sobre o total

de combustibles, máis gasóleos tipo A, B e C que a nivel estatal, concretamente un 67,6 % fronte a un 56,8 %. Tamén destaca o uso de fuelóleo BIA, triplicando en Galicia a proporción do conxunto do estado; e así mesmo é superior o uso de GLP, cun 4,5 % de consumo por un 3 % a nivel estatal. No resto de combustibles o uso en Galicia é comparativamente moi baixo, debido, entre outros factores, a que en Galicia, non hai unha contribución significativa doutros fuelóleos ou de querosenos, particularmente de aviación, que si son importantes a nivel agregado no conxunto do estado e que entran na categoría de outros combustibles.

Cadro 5.6: Porcentaxe sobre o total do consumo de cada combustible estatal. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

Anos	Gasóleo A	Gasóleo B	Gasóleo C	Gasolina 95	Fuelóleo BIA	GLP	Outros
2016	43,8 %	7,7 %	3,7 %	8,6 %	4,4 %	3,1 %	28,8 %
2017	44,7 %	8,1 %	3,4 %	8,7 %	4,3 %	3,0 %	27,9 %
2018	44,3 %	8,2 %	3,4 %	8,9 %	4,0 %	2,9 %	28,3 %
2019	44,1 %	8,1 %	3,2 %	9,4 %	3,7 %	2,7 %	28,9 %
2020	46,5 %	10,7 %	2,7 %	9,3 %	3,4 %	3,1 %	24,3 %
2021	46,1 %	9,7 %	2,4 %	10,3 %	2,8 %	3,0 %	25,7 %
2022 (até xuño)	43,0 %	8,7 %	2,1 %	10,0 %	2,9 %	3,1 %	30,2 %
Media 16-21	44,9 %	8,7 %	3,1 %	9,2 %	3,8 %	3,0 %	27,3 %

Outro nivel de análise interesante, que complementa ao anterior, e calcular a taxa de variación porcentual do consumo absoluto en Galicia de cada un dos combustibles entre 2016 e 2021, e así explicar a caída conxunta do 6 % mencionada antes. Concretamente, hai un aumento importante do consumo do gasóleo B, sobre un 31,5 %, e un aumento do 9 % no uso da gasolina 95; mentres que, polo lado das baixadas, hai unha forte caída no consumo do fuelóleo BIA e do gasóleo C, dun 32,5 % e de case un 25 % respectivamente, e caídas máis moderadas no consumo de GLP, dun 8,6 %, que se corresponde cun descenso no consumo do produto envasado para uso a nivel doméstico, e na utilización de gasóleo A, dun 2 %.

No conxunto do Estado tamén houbo unha caída no consumo deses combustibles próxima ao 6 % no intervalo estudado, semellante ao que sucedeu en Galicia. Na análise individualizada por combustible, as tendencias son similares, subindo o consumo dos mesmos combustibles gasóleo B e gasolina 95 e baixando a demanda do resto. Máis polo miúdo, o aumento en porcentaxe do consumo do gasóleo B é maior en Galicia, e, pola banda dos descensos, cae en proporción máis o consumo de gasóleo C a nivel estatal respecto ao que acontece a nivel galego.

3.1.3.1. Consumo provincial A nivel provincial, como se amosa no Cadro 5.7, no período 2016-2021 a provincia da Coruña supón ao redor do 44 % da demanda de combustibles derivados do petróleo en Galicia, Pontevedra o 29,5 %, Lugo preto do 15 % e Ourense un 12 %. Estes datos non se afastan demasiado da participación provincial no PIB galego (que sería, respectivamente, do 42,8 %, do 33,8 %, do 12,5 % e do 11 % respectivamente)[5]. Estudando por produto, A Coruña é a provincia que máis consume de todos os combustibles coa excepción do gasóleo C, que en termos absolutos é máis consumido en Pontevedra, e destaca especialmente no consumo do Fuelóleo BIA. Lugo ten un peso especialmente alto no consumo do gasóleo B, Ourense o ten no de gasóleo C e Pontevedra de gasolina 95.

Cadro 5.7: Medias porcentuais de consumo de produtos sobre o total de Galicia entre 2016 e 2021. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

	Gasóleo A	Gasóleo B	Gasóleo C	Gasolina 95	Fuelóleo BIA	GLP	Total
A Coruña	38,5 %	40,0 %	27,2 %	41,2 %	82,5 %	37,2 %	43,8 %
Lugo	15,9 %	23,0 %	17,8 %	11,6 %	5,4 %	15,7 %	14,8 %
Ourense	12,4 %	12,6 %	24,9 %	11,3 %	7,7 %	14,3 %	12,0 %
Pontevedra	33,1 %	24,5 %	30,1 %	35,9 %	4,4 %	32,7 %	29,5 %

En canto ás variacións no consumo de cada produto a nivel provincial no período 2016-2021, podemos observar no Cadro 5.8 importantes cambios que poden sinalar cambios de

[5] Media das porcentaxes provinciais en 2016-19, segundo datos do INE.

fondo no comportamento dos fogares e das empresas.

Cadro 5.8: Variación porcentual do consumo de diferentes derivados do petróleo entre 2016 e 2021. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022c)

	Gasóleo A	Gasóleo B	Gasóleo C	Gasolina 95	Fuelóleo BIA	GLP	Total
A Coruña	-2,2 %	21,9 %	-24,7 %	11,7 %	-35,5 %	-8,6 %	-10,8 %
Lugo	-3,1 %	18,2 %	-24,2 %	7,0 %	-25,5 %	-13,7 %	-2,8 %
Ourense	0,2 %	19,8 %	-22,3 %	7,0 %	-15,0 %	-9,4 %	-2,6 %
Pontevedra	-1,9 %	72,1 %	-27,3 %	7,2 %	-16,9 %	-5,5 %	-1,6 %

Destaca que a provincia da Coruña é a de maior caída total do consumo, destacando como factor desta baixada o descenso do 35 % na demanda do Fuelóleo BIA, no que lembremos A Coruña absorbe unha alta porcentaxe do consumo galego. Nesta provincia subliñar un aumento relativo maior do consumo da gasolina respecto ao resto de provincias. En Pontevedra sinalar o importante aumento do emprego do gasóleo B e que en termos globais é a provincia con menor descenso de demanda destes produtos. Na provincia de Lugo baixa máis o consumo dos GLP e tamén se sitúa a cabeza de Galicia en menor consumo de gasóleo A. Por último en Ourense, o feito máis destacable é que non baixa o consumo de gasóleo no período estudado.

3.2. Mercado do gas natural

O consumo enerxético do gas natural en Galicia foi aumentando en importancia nos últimos anos. A demanda de enerxía final ten como destinos principais a xeración de calor ou a obtención de electricidade, sendo até de agora residual o uso en transporte. No ano 2020 ao redor do 75 % do gas destinouse a obter calor, e respecto ao uso eléctrico, nese ano un 13,6 % da electricidade xerada en Galicia obtívose con gas natural mediante ciclos combinados e coxeración (INEGA 2022b).

3.2.1. Prezos do gas natural

En canto ao funcionamento do mercado e establecemento dos prezos, dende 2007 en España trátase dun mercado liberalizado, dentro do marco europeo de introdución de competencia no sector enerxético. Unha parte do prezo ben condicionada polo custe de importación. No caso galego, as entradas de gas importado realízanse maioritariamente en barco de GNL (Gas natural licuado). Este custe, como se sinalou, depende dos mercados internacionais e por xunto do gas natural, xogando tamén un papel os acordos contractuais bilaterais de prezos a prazo que poidan establecer compradores e vendedores. O resto dos compoñentes, que configuran o prezo final para os consumidores domésticos e industriais son os custos de transporte e distribución regulados mediante peaxes, a marxe comercial da comercializadora e os impostos.

Como referencia xeral de prezos no mercado do gas, podemos considerar a información facilitada a nivel de estados por Eurostat que se amosa no Cadro 5.9 para fogares europeos de consumo medio (Eurostat 2022d). Trátase de prezos medios incluíndo impostos para o primeiro semestre de cada ano. No caso de España, pódese ver como o prezo é superior se o comparamos co indicador dos países UE-27, concretamente a media no período 2016-2021 é un 8,3 % maior.

Cadro 5.9: Prezo gas €/kWh fogar medio (consumo anual entre 5.555 kWh-55.555kWh). Fonte: Eurostat (2022d)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Media
España	0,0678	0,0667	0,0665	0,0736	0,0718	0,0691	0,0692
UE-27	0,0643	0,0615	0,0626	0,0669	0,0645	0,0638	0,0639

Ao igual que acontecía cos combustibles derivados do petróleo, en España aplícanse impostos para a determinación destes prezos de venda, concretamente o imposto especial de hidrocarburos é o imposto sobre o valor engadido. A incidencia destes impostos no prezo rolda o 25 % nos anos máis recentes, segundo as estatísticas europeas. A comparativa coa UE-27 amosa que a parte do custe por aprovisionamento, e especialmente o de redes de transporte e distribución, é maior en España, e, pola contra, o nivel de impostos é menor respecto á media da UE-27 no período máis recente (Eurostat 2022d).

É importante sinalar, xa que afecta a algúns consumidores, que no estado español existe un prezo regulado, ou de mercado regulado, ao que se poden acoller si o prefiren ao que oferten as comercializadoras de mercado. Trátase da Tarifa de Último Recurso de Gas (TUR), na que o prezo é fixado polo goberno estatal, sendo única para todo o territorio español, cunha revisión cada tres meses.

A tarifa vai dirixida a pequenos consumidores, concretamente con menos de 50.000 kWh de gas natural consumidos nun ano. Consta de tres tarifas de acceso, TUR 1, TUR 2 e TUR 3, que a distribuidora e comercializadora regulada asignan en función do gas consumido, considerando tamén a presión de subministro, que nos tres casos debe ser igual ou inferior a 4 bares. A TUR 1 é para consumidores que non chegan aos 5.000 kWh de consumo anual, a TUR 2 para aqueles cun consumo anual entre 5.000-15.000 kWh e por último, de creación recente en outubro de 2021, atopamos a TUR 3 para niveis entre 15.000 kWh e 50.000 kWh. O nivel de consumo depende, en gran medida, de si se conta ou non con sistemas de calefacción que empreguen gas natural. O establecemento das TUR consta dunha parte fixa e dunha parte variable en función do consumo. No Cadro 5.10, amósanse as tarifas de aplicación a partir do 1 de xullo de 2022, sen incorporar os impostos.

Cadro 5.10: Tarifas TUR terceiro trimestre 2022. Fonte: BOE (2022)

	Fixo (€/cliente)/mes	Variable c€/kWh
TUR 1	5,44	5,828315
TUR 2	10,24	5,486269
TUR 3	22,02	5,230939

Tendo en conta a estrutura das tarifas, o prezo final unitario aplicado aos clientes vai depender do nivel do consumo, xa que a maior nivel deste, menor será o efecto da parte fixa e, polo tanto, menor custo por kWh consumido. Na Figura 5.11 amósase información de prezos de venda final para consumidores medios de cada tipo de tarifa TUR dende 2016, segundo datos do CORES (2022).

Este gráfico amosa a estabilidade de prezos que tiveron os consumidores até 2022 pola regulación, que non trasladou con toda a intensidade as subas dos mercados internacionais de materias primas aos mercados domésticos. Para conter o impacto da suba de prezos iniciada en 2021, establecéronse certos límites conforme ao *Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad.* (2021), sobre a translación do coste da materia prima a incorporar na tarifa de último recurso de gas natural. Así, fixouse un 15 por cento de incremento máximo do coste da materia prima respecto a revisións de trimestres anteriores. Deste xeito, o incremento do prezo entre outubro de 2021 e xullo de 2022 rolda de media para as tres tarifas o 23 %, por embaixo da evolución dos mercados por xunto.

Respecto aos consumidores de maior demanda, nos que se encadra o consumo industrial, teñen que acudir ao mercado necesariamente, polo que os prezos van depender das ofertas dispoñibles en cada momento e os correspondentes acordos. No Cadro 5.11 amósanse os prezos antes de impostos para consumidores industriais europeos de consumo medio, correspondentes ao primeiro semestre de cada ano. No caso de España, pódese ver, facendo unha comparación co indicador da UE-27, como o prezo medio no período 2016-2021 é lixeiramente superior, nun 2,4 %, e no último ano é practicamente igual.

O efecto dos impostos incrementaría os prezos anteriores ao redor dun 28 % no caso español, deixando o nivel de prezos finais para este rango de consumo industrial sobre a metade do Pvp do consumidor doméstico. Tamén neste caso, ao igual que para os consumidores domésticos, os custes de aprovisionamento, transporte e distribución son maiores en España respecto aos custes medios na UE-27, e pola contra, o nivel de impostos que afectan



Figura 5.11: Pvp (c€/kWh) por Tarifas último recurso gas. Fonte: elaboración propia a partir de CORES (2022)

Cadro 5.11: Prezo gas €/kWh consumidor industrial medio (consumo anual entre 2,78 GWh y 27,78 GWh). Fonte: Eurostat (2022d)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Media
España	0,0276	0,0267	0,0285	0,0290	0,0269	0,0222	0,0268
UE-27	0,0276	0,0258	0,0266	0,0284	0,0250	0,0238	0,0262

ao gas natural é menor (Eurostat 2022d).

3.2.2. Consumo de gas natural en Galicia

A demanda de gas natural no período 2016-2020 segue un comportamento bastante irregular, acadando o máximo no ano 2019 con 21,6 millóns de MWh consumidos e o mínimo xusto un ano antes, en 2018, cun consumo de 16,1 millóns de MWh. O gas destínase a tres segmentos de consumo que son o eléctrico, o industrial e o doméstico. O segmento de maior variabilidade nese período foi o eléctrico, sendo a clave para interpretar o consumo global. Na Figura 5.12 reflíctense este comportamento.



Figura 5.12: Consumo gas natural (MWh) Galicia por destino 2016-2020. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022d)

Pódese observar como no ano 2019 hai un forte aumento da demanda para xeración de electricidade até o punto que, con 7,4 millóns de MWh, o consumo eléctrico supuxo máis dun terzo do total do consumo de gas galego. Este incremento está centrado nos ciclos combinados de Naturgy en Sabón (Arteixo) e de Endesa en As Pontes, en resposta ao parón da actividade nas centrais térmicas de As Pontes e Meirama.

No que respecta á distribución a nivel provincial do consumo galego, na Figura 5.13 vese como a provincia da Coruña ten un peso moi importante. De media, entre 2016 e 2020, A Coruña demandou un 65,3 % do gas natural, Lugo un 24,8 %, Pontevedra un 7,2 % e Ourense un 2,7 %. A explicación reside en que a mencionada demanda do sector eléctrico por ciclos combinados corresponde toda á provincia da Coruña.

No Cadro 5.12 recóllese a distribución media porcentual por segmentos de consumo para diferentes niveis territoriais nese período 2016-2020. Obsérvase como a estrutura de consumo a nivel galego é diferente respecto á do conxunto de estado, e tamén é variada a nivel provincial.

Ademais de confirmarse a exclusividade de A Coruña na xeración de electricidade por gas, destaca o caso de Lugo, cunha importante contribución de consumo por parte da industria, que supera o 34 % do total deste segmento en Galicia. Esta peculiaridade ven explicada polo consumo no sector de aluminio, e explica por si mesma a maior participación en Galicia da demanda industrial respecto do Estado.

A análise das variacións no consumo por segmento e por nivel territorial, ten que relativizarse polo xa sinalado da variabilidade do consumo do segmento eléctrico e polo efecto COVID-19 no último ano do período. No Cadro 5.13 preséntanse as variacións por segmento

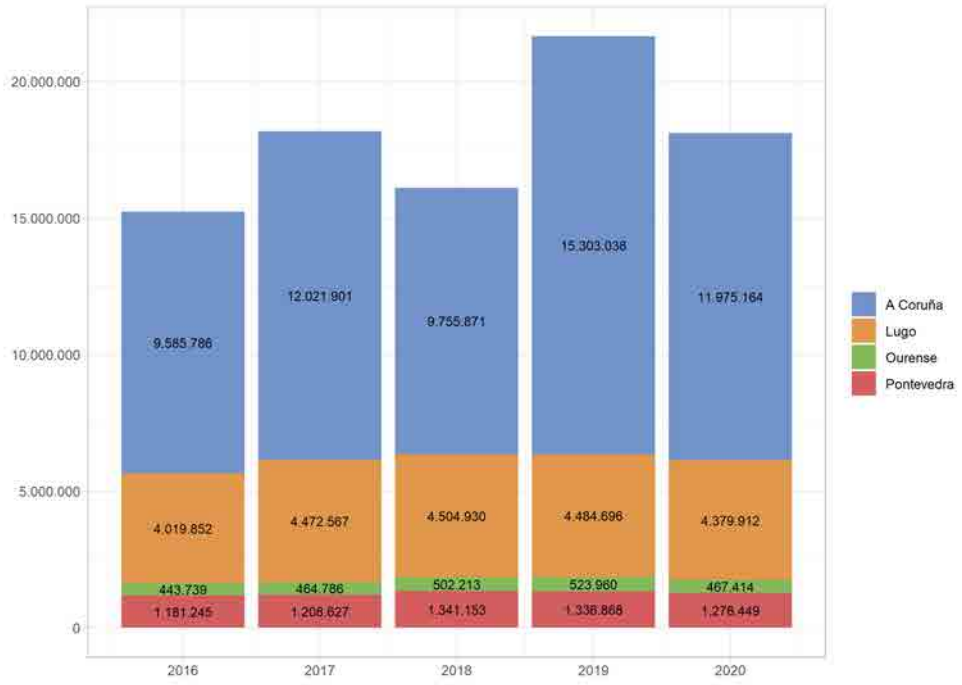


Figura 5.13: Distribución provincial do consumo (MWh) de gas natural. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022d)

Cadro 5.12: Participación porcentual consumo en segmentos por niveis territoriais. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022d)

	Estatal	Galicia	A Coruña	Lugo	Ourense	Pontevedra
Eléctrico	22,2 %	20,0 %	32,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Industrial	58,3 %	67,9 %	59,8 %	93,2 %	58,6 %	44,6 %
Doméstico	19,5 %	12,1 %	8,0 %	6,8 %	41,4 %	55,4 %

industrial e doméstico, no caso eléctrico non hai unha tendencia que observar polo que non se inclúe, en todo caso sinalar que segue a evolución do conxunto do estado neses cinco anos.

Cadro 5.13: Variación porcentual consumo por segmento e nivel territorial 2016-2020. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022d)

	Estatal	Galicia	A Coruña	Lugo	Ourense	Pontevedra
Industrial	4,1 %	-7,6 %	-16,3 %	7,8 %	-1,8 %	1,7 %
Doméstico	-4,2 %	9,8 %	1,7 %	25,6 %	16,3 %	13,3 %

Obsérvase o comportamento diferenciado entre Galicia e o conxunto do estado nos segmentos industrial e doméstico, mentres que no eléctrico é semellante. O consumo industrial galego redúcese, particularmente polo que acontece na provincia da Coruña, a pesares do comportamento de signo contrario en Lugo, que incluso sitúa por riba da media estatal a súa demanda industrial de gas natural, o mesmo que ten o maior crecemento na demanda doméstica. Tamén aumenta lixeiramente a demanda industrial Pontevedra e pola contra en Ourense baixa o volume demandado.

A análise da evolución do consumo doméstico presenta tamén unha clara diferenza entre Galicia e o conxunto do estado, xa que aumenta neste período o consumo galego, a pesares da crise, mentres en España o indicador reflexa un descenso. A nivel provincial, as catro provincias aumentan o volume de consumo, A Coruña é a de menor avance, observándose tamén neste segmento, un importante aumento na provincia de Lugo xa que incrementou máis dun 25 % o consumo nese período. Pola súa banda Ourense e Pontevedra tamén deron un importante pulo ao consumo doméstico sen chegar ao nivel de variación na provincia de Lugo. O proceso de expansión no número de clientes, cunha crecente introdución nos fogares galegos está detrás desta evolución como se amosará a continuación.

3.2.3. Clientes do mercado do gas

Na Figura 5.14 reflíctese a evolución do número de clientes de gas natural en Galicia entre 2016 e 2020. O número de clientes de gas natural, como se pode observar no gráfico, aumenta de forma sostida en Galicia e en todas as provincias, cun lixeiro freo no ano 2020, amosando un proceso de introdución deste combustible a nivel galego.

A provincia da Coruña é a que conta con máis clientes, superando ao remate do período os 135.000, o que representa un 46,3 % do total galego. A continuación, sitúase Pontevedra por número de clientes acabando 2020 con máis de 91.000 e unha cota do 31,2 %. Finalmente, Lugo con case 38.500 finaliza 2020 representando o 13,1 % e Ourense, que é a provincia con menos clientes, pecha o período con algo máis de 27.000 consumidores que representan o 9,4 % do total galego. O conxunto do número de clientes galegos representa o 3,6 % do total a nivel do estado.

O aumento xeral no número de consumidores non se produce coa mesma intensidade a nivel provincial. Se realizamos unha análise baseada na distribución en grupos de clientes por categorías de peaxes de acceso ás redes que transportan e distribúen o gas, e por presión de abastecemento, podemos observar isto (5.14). A variación do número total de clientes no período 2016-2020 en Galicia é de un aumento do 11,7 %, o que representa un avance superior ao estatal que foi tan só dun 4,1 %. Por provincias destacan o aumento en Lugo, tamén é significativa a variación en Ourense, e resultan máis moderados os incrementos na Coruña e en Pontevedra.

Os grupos 1 e 2 correspóndense cos grandes consumidores clasificados por peaxe, con presións de acceso superiores a 60 e a 4 bar respectivamente, e o Grupo 3 está formado basicamente polos pequenos consumidores, subgrupos 3.1 e 3.2 por baixo dos 50.000 kWh/ano de consumo e presión menor ou igual a 4 bar. A análise por grupos reflexa, en primeiro lugar, que a tendencia global ven marcada polo grupo 3, onde están incluídos os pequenos consumidores, pois máis do 99 % dos clientes están, de feito, nese grupo. Dos outros grupos, sinalar a perda de clientes do grupo 1 e un moderado avance en número a nivel galego dos consumidores do grupo 2, cun aumento importante en Ourense.

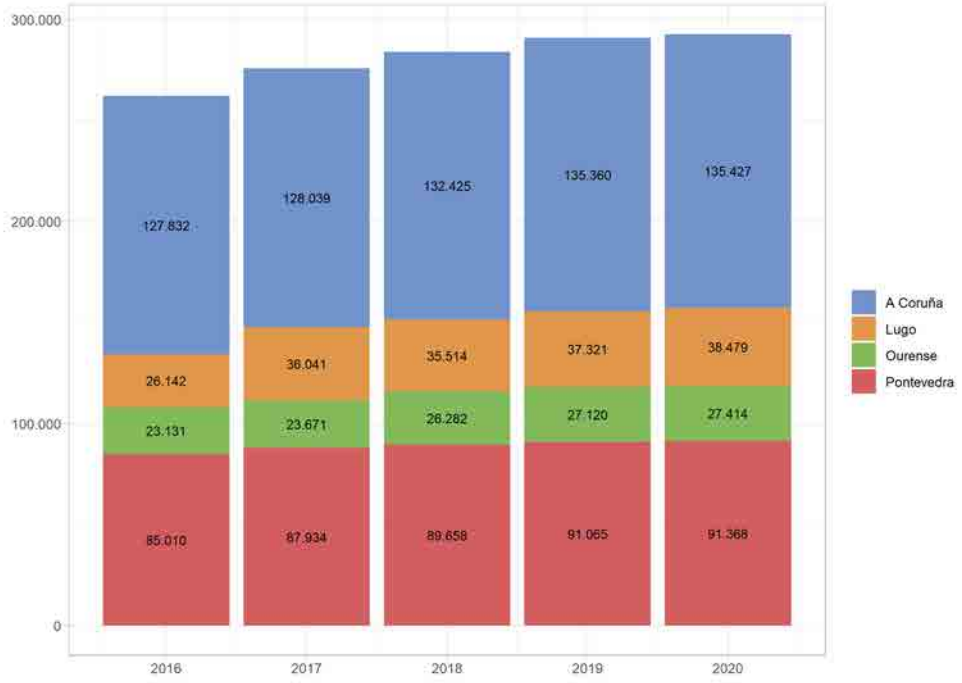


Figura 5.14: Evolución do número de clientes de gas natural en Galicia 2016-2020. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022d)

Cadro 5.14: Variación porcentual clientes por grupo a nivel territorial entre 2016-2020. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022d)

	Estatal	Galicia	A Coruña	Lugo	Ourense	Pontevedra
Grupo 1	24,6 %	-33,3 %	-33,3 %	-33,3 %	0,0 %	0,0 %
Grupo 2	1,9 %	2,8 %	1,5 %	-5,3 %	40,0 %	0,0 %
Grupo 3	4,1 %	11,7 %	5,9 %	47,2 %	18,5 %	7,5 %
Total	4,1 %	11,7 %	5,9 %	47,2 %	18,5 %	7,5 %

A visión de avance do gas natural en Galicia pode analizarse tamén co grao de penetración no mercado. Para iso estúdase a taxa de clientes respecto a poboación. No Cadro 5.15 reflíctese esa información, amosando que a pesar do avance rexistrado en número de clientes, por riba do ritmo do conxunto do estado, o grao de penetración é inferior ao estatal nas catro provincias.

Cadro 5.15: Grao penetración gas natural a nivel territorial entre 2016-2020. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022d)

	Estatal	Galicia	A Coruña	Lugo	Ourense	Pontevedra
2016	16,5 %	9,6 %	11,4 %	7,8 %	7,3 %	9,0 %
2017	16,7 %	10,2 %	11,4 %	10,8 %	7,6 %	9,3 %
2018	16,8 %	10,5 %	11,8 %	10,7 %	8,5 %	9,5 %
2019	16,9 %	10,8 %	12,1 %	11,3 %	8,8 %	9,7 %
2020	16,8 %	10,8 %	12,1 %	11,7 %	8,9 %	9,7 %

A nivel provincial, vese que o maior grao de penetración dáse nas provincias do norte.

En canto ao consumo doméstico por cliente, entre o ano 2016 e 2020 pódese ver no Cadro 5.16 que a media galega é inferior á estatal, concretamente un 13,5 % menor, con Lugo á cabeza e A Coruña na cola.

Cadro 5.16: Consumo medio en MWh cliente doméstico por niveis territoriais 2016-2020. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022d)

	Estatal	Galicia	A Coruña	Lugo	Ourense	Pontevedra
Consumo/cliente	8,8	7,6	7,1	8,6	7,8	7,9

3.2.3.1. Dinámica do mercado e mobilidade dos clientes Sobre a tipoloxía do cliente doméstico, en canto á súa relación coa compañía comercializadora, a nivel estatal os clientes que están acollidos ás tarifas reguladas TUR, e polo tanto teñen contrato cunha das catro empresas desta categoría, situaríanse ao redor do 19 %.

Segundo un informe sobre o mercado polo miúdo do gas natural en Galicia do ano 2019 (CNMC 2021a), tres empresas (Naturgy, UFG e Endesa) comercializaban, en termos de vendas finais, máis do 68 % do volume total de gas natural. Se ampliamos ás cinco empresas de maior cota, incorporando as dúas seguintes empresas (Repsol e Axpo), en conxunto supoñían o 89 % do mercado. Na análise provincial destaca Naturgy ao ser a compañía de maior cota en Lugo, Ourense e Pontevedra, mentres que na provincia da Coruña a empresa líder é Endesa, grazas ao segmento eléctrico. Comparativamente, estes datos sinalan unha concentración maior respecto do que acontece no conxunto do estado, segundo o informe de supervisión do mercado polo miúdo de gas natural en España (CNMC 2020b): a cota a nivel de estado das tres primeiras empresas é de algo menos do 55 %, e as cinco primeiras supoñen algo máis do 70 % do volume total vendido ese ano.

Respecto ao número de clientes por grupo comercializador, o estudo amosa que en Galicia en 2019 a cota dos tres primeiros grupos abrangue máis do 90 % do total, dato que tamén sitúa a Galicia por riba en nivel de concentración respecto á referencia no estado que é de preto do 84 % de clientes. Non obstante, a cota de mercado dos cinco primeiros grupos no mercado galego, do 96 %, é semellante á do conxunto do estado.

Unha información de interese é o estudo das dinámicas de cambio dos consumidores galegos entre mercado regulado (MR) e mercado libre (ML) dentro do mercado total (MT) de gas natural. No Cadro 5.17 reflíctese esta información en porcentaxe de cambios sobre o total de puntos de subministro entre os anos 2018 e 2021, a partir de información sobre cambios de comercializadores por CC.AA. da CNMC (2022b). Na que se amosa que en Galicia hai un maior dinamismo de cambio cara a contratación do gas no mercado libre cunha comercializadora non regulada dende unha regulada. Se ben hai que considerar que en sentido contrario, do mercado libre ao regulado, tamén en Galicia hai máis proporción de cambios polo que, por exemplo, en Galicia o efecto neto en 2020 da lugar a un aumento de clientes no mercado regulado de xeito diferente ao que acontece en 2021 onde hai un incremento de clientes en

mercado libre. No que se refire a movementos dentro do propio mercado, atopase que hai un maior dinamismo de cambios dos clientes entre empresas do mercado libre no conxunto do estado respecto a Galicia, e que os cambios entre comercializadoras do mercado regulado son practicamente insignificantes tanto en Galicia como en España.

Cadro 5.17: Cambios clientes do MR e ML en porcentaxe sobre puntos de subministro. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022b)

	2018	2019	2020	2021
	Taxa Cambio MR-ML			
Galicia	0,9 %	0,9 %	1,0 %	1,8 %
España	0,8 %	0,8 %	0,8 %	1,4 %
	Taxa Cambio ML-MR			
Galicia	0,4 %	0,9 %	1,3 %	1,6 %
España	0,3 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %
	Taxa Cambio ML-ML			
Galicia	7,3 %	6,4 %	7,6 %	9,6 %
España	7,7 %	6,3 %	8,4 %	10,7 %
	Taxa Cambio MR-MR			
Galicia	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,02 %
España	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,03 %

3.2.3.2. Nivel de satisfacción co servizo dos clientes Respecto ao nivel de satisfacción dos clientes coas súas compañías de gas, recóllese como indicador o número de reclamacións por cada 100 puntos de subministro. Como se amosa na Figura 5.15, no ano 2020 este indicador chegou a un valor de 6,5, o que situou a Galicia no quinto posto a nivel estatal, supoñendo unha mellora respecto ao ano 2019, cando se rexistraron 8,2 reclamacións por cada cen clientes, que situaba a Galicia como segunda comunidade en este indicador (CNMC 2020a; CNMC 2022g).

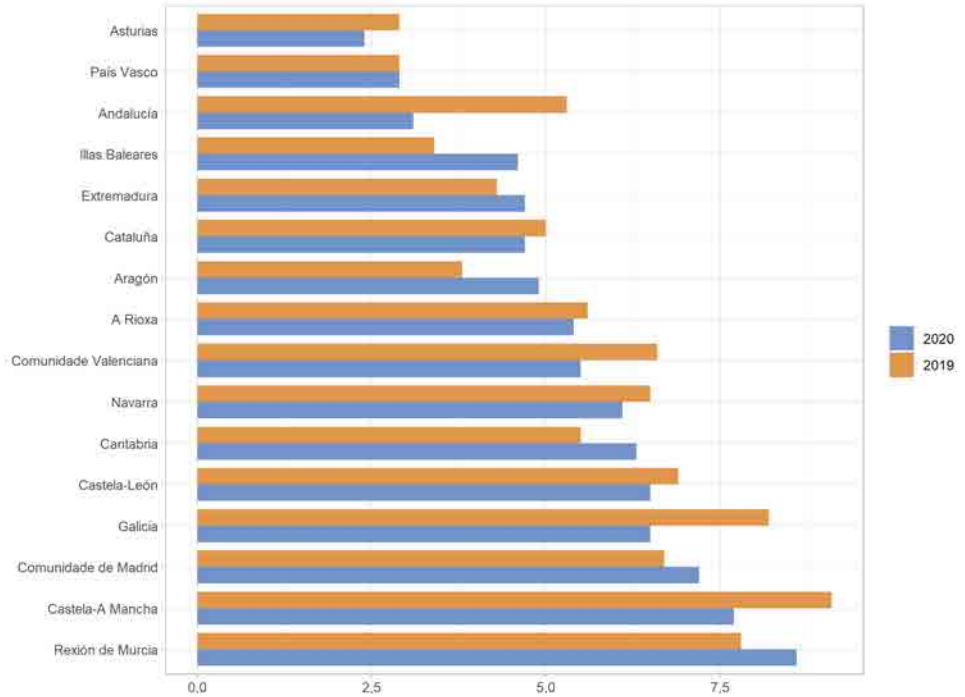


Figura 5.15: Reclamacións consumidores gas natural por cada 100 puntos de conexión. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2020a) e CNMC (2022g)

Galicia rexistra un aumento do número absoluto de reclamacións en 2019 chegando ás 23.145. Tomando como referencia os datos a nivel estatal de 2019, o maior número de reclamacións en termos absolutos corresponde aos fogares, seguidos polas PeMe e en último lugar o sector industrial. Pola contra, en termos relativos de reclamacións por puntos de conexión, a orde sería inversa, en primeiro lugar situaríase o sector industrial, e despois estarían as PeMe e fogares.

Os principais motivos das reclamacións, acadando algo máis do 70 % do total, teñen que ver con discrepancias nas medidas dos contadores, coas facturacións recibidas e os prezos e tarifas aplicados. No resto de motivos, o cuarto motivo de máis reclamacións é a atención ao consumidor, sobre todo por incumprimento na hora de inspección dos equipamentos. Como cabe esperar, polo perfil da relación co cliente, as comercializadoras de referencia e último recurso teñen unha proporción de reclamacións menor que aquelas de mercado libre, ao non ter procesos de contratación pactados co cliente sobre prezos, servizos e outras condicións.

3.3. Mercado eléctrico

O consumo de electricidade supuxo en 2020 máis dunha cuarta parte do consumo total de enerxía final en Galicia, o que amosa a importancia desta forma de enerxía, e, polo tanto, a incidencia dos seus prezos. Os diferentes sectores produtivos precisan este insumo enerxético, particularmente o sector industrial, pero tamén o sector servizos, e por suposto, é relevante o seu consumo nos fogares. As formas de uso son variadas: operación de maquinaria, procesamentos industriais, iluminación, xeración de calor ou transporte.

3.3.1. Os prezos da electricidade

En canto ao funcionamento do mercado e establecemento dos prezos que finalmente afectan aos consumidores galegos, dende 1998 deuse unha progresiva liberalización coa posta en marcha do mercado eléctrico por xunto en España, actualmente integrado co portugués no coñecido como mercado ibérico. Este proceso estendeuse tamén aos consumidores finais, até acadarse un mercado polo miúdo tamén plenamente liberalizado de acordo ás directrices europeas cara un mercado único da enerxía.

A formación dos prezos, polo tanto, depende de dous mercados: o mercado por xunto, onde operan os xeradores de electricidade e os grandes demandantes, e o mercado polo miúdo, no que se relacionan as empresas comercializadoras cos clientes, establecendo os prezos finais nos que se incorporan os correspondentes impostos. É importante sinalar que tamén forman parte dos custes que se incorporan aos prezos os relacionados co transporte e coa distribución da electricidade. Estas actividades están reguladas, polo que a súa retribución basease en peaxes que establecen os gobernos.

Se ben os prezos do mercado por xunto ibérico non se ven moi afectados polo que acontece noutros mercados eléctricos, como o francés, debido á baixa interconexión de transporte de electricidade, si que é certo que poden verse influenciados por mercados internacionais doutros recursos enerxéticos. Concretamente, poden incidir os prezos de combustibles fósiles como o carbón térmico ou do gas natural. O impacto dáse cando son necesarias en cantidade importante tecnoloxías de xeración de electricidade baseadas neses combustibles, especialmente, cando debido ao sistema marxinalista de fixación de prezos do mercado son estas tecnoloxías as que marcan o prezo para todo o sistema eléctrico. Isto é o que está acontecendo no período máis recente coa tecnoloxía de ciclo combinado que emprega gas natural, xa que estivo fixando habitualmente ese prezo marxinal, de xeito que os prezos da electricidade gardaron unha estreita correlación coa evolución do custe do gas natural nos seus mercados por xunto, no caso español, o TTF e o MIBgas.

Para facer unha análise de prezos por tipo de consumidores, pódese tomar como referencia xeral de prezos da electricidade a información facilitada a nivel de estados e áreas por Eurostat (2022b). No Cadro 5.18 amósanse os datos publicados para fogares europeos e españois de consumo medio. Trátase de prezos medios incluíndo impostos para o primeiro semestre de cada ano, polo que no ano 2021 na estatística europea aínda non se percibe plenamente o incremento que se amosa máis adiante no mercado por xunto dende a segunda metade dese ano. O prezo é superior en España á media da UE-27, concretamente no período 2016-2021 é un 8,5 % maior.

Cadro 5.18: Prezo electricidade €/kWh fogar medio (consumo anual entre 2.500 kWh-5.000 kWh). Fonte: Eurostat (2022b)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Media
España	0,2185	0,2296	0,2383	0,2403	0,2239	0,2323	0,2305
UE-27	0,2051	0,2086	0,2099	0,2170	0,2134	0,2203	0,2124

Respecto aos compoñentes dos prezos, en España até 2018 o impacto do mercado por xunto case que dobraba ao indicador para a UE-27, mentres que os custes de redes mantivéronse máis preto da media europea, sendo incluso inferiores nos dous últimos anos. En canto ao efecto no prezo dos impostos, é importante o seu peso tanto en España como na UE-27, roldando o 40 % nese período, se ben en España tiveron un maior peso até 2021, ano no que hai unha significativa redución que a sitúa nun nivel impositivo claramente inferior á media UE-27. No contido da imposición inclúense impostos especiais sobre a electricidade, concretamente impostos ad valorem en porcentaxe, que se reduciron coa crise, e tamén o imposto do valor engadido.

No Cadro 5.19, presentase a información do custe por kWh para os fogares en España no ano 2020, detallando a participación dos impostos. Como é lóxico, o custe unitario diminúe a máis consumo, pois dilúense os custos fixos da facturación reducindo o prezo pagado por kWh.

Cadro 5.19: Prezos electricidade en fogares no ano 2020. Fonte: MITERD (2021b)

Consumo anual en kWh		Prezo excluidos todos os impostos (€/kWh)	Prezo excluido o IVE (€/kWh)	Prezo con impostos + IVE incluidos (€/kWh)
<1.000		0,3427	0,5136	0,6214
≥ 1 000	<2.500	0,1571	0,2392	0,2897
≥ 2.500	<5.000	0,1260	0,1899	0,2298
≥ 5.000	<15.000	0,1010	0,1523	0,1843
≥ 15.000		0,0907	0,1358	0,1644

Ao igual que sucede no mercado do gas, no caso da electricidade existe un mercado regulado. O funcionamento do sistema de fixación de prezos é determinado polo goberno estatal. Concretamente, establécese un prezo, coñecido como Prezo de Venda ao Pequeno Consumidor (PVPC), en función do desenvolvemento do mercado por xunto, motivo polo que este prezo varía por horas. Esta posibilidade foi posta en práctica polas autoridades para protexer en certo xeito ao pequeno consumidor, pouco afeito ao funcionamento do mercado libre.

A contratación deste prezo só se pode facer cunha das oito empresas comercializadoras reguladas ou de referencia españolas. Para poder elixir ser cliente neste mercado, a vivenda habitual ten que estar conectada a unha rede de baixa tensión e non pode contar cunha potencia contratada superior a 10 kW. É importante formar parte deste mercado para aqueles consumidores que desexen acollerse ao bono social eléctrico, e tamén ao bono térmico, que é unha axuda para gasto en calefacción, xa que é condición necesaria (MITERD 2022b). Os descontos que obteñen os clientes eléctricos realízanse sobre ese prezo PVPC, e dependen da categoría de bono social solicitada que lles sexa recoñecida, podendo ser consumidor vulnerable, consumidor vulnerable severo ou consumidor en risco de exclusión social. Para a categorización empréganse parámetros como renda, compoñentes da unidade familiar, situación de desemprego e discapacidade, entre outros.

Na Figura 5.16 amósanse a evolución do prezo final do mercado por xunto e do PVPC no período entre xaneiro de 2016 e setembro de 2022[6]. Hai unha estabilidade dos prezos até o descenso no primerio semestre de 2020 e, debido ás tensións de subministro e a consecuente suba de prezos de materias primas que sinalamos nos mercados internacionais, obsérvase

[6] O prezo por xunto é a suma de todos os compoñentes que abranguen: mercado diario, restricións técnicas, intradiario, servizos de axuste, pagos por capacidade e pagos por interrumpibilidade. No caso do PVPC, reflíctese o "termo de facturación da enerxía activa eficiencia en dous períodos" até xuño de 2021 e dende esa data é o termo PVPC coa cualificación de acceso de pequenos consumidores 2.0TD.

a importante suba dende a primavera de 2021 do prezo. Loxicamente, polo xeito de fixación de prezos, obsérvase unha evolución paralela no PVPC en todo o período, e tamén acaba incidindo de forma indirecta nas ofertas do mercado libre.

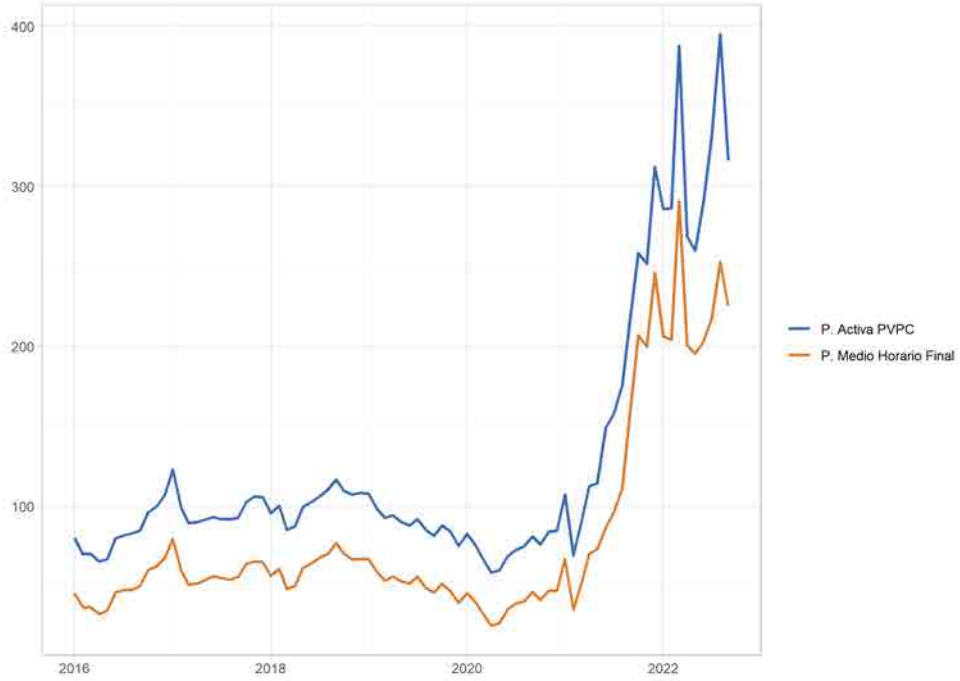


Figura 5.16: Prezos enerxía eléctrica mercado por xunto e PVPC. €/MWh. Fonte: elaboración propia a partir de ESIOS, REE (2022g)

Debido a este aumento xeral e brusco, que multiplicou por máis de cinco os prezos entre xuño de 2020 e xuño de 2022, adoptáronse medidas para suavizar as subas de prezos do mercado por xunto, que afectan tanto ao mercado regulado como ao libre. Concretamente, en España e Portugal comezou a aplicarse un mecanismo de axuste de carácter temporal coñecido como "Tope ao gas", considerando o efecto que este combustible estaba a provocar no mercado por xunto. Tamén está previsto trocar o xeito de fixar o PVPC, incluíndo unha compoñente no prezo baseada nunha cesta de referencia de mercados a prazo. Respecto á operativa do mercado por xunto, no seo da UE estase a valorar unha posible reforma da fixación marxinalista do prezo, que ven orixinando nos últimos tempos efectos non desexados.

No que se refire aos consumidores de maior consumo eléctrico como o industrial, os prezos son fixados no mercado necesariamente, polo que van depender das ofertas dos comercializadores dispoñibles en cada momento e os correspondentes acordos, tamén cabe a posibilidade de adquisición como consumidor directo no mercado por xunto sen intervención de comercializadora. No Cadro 5.20 amósanse os prezos antes de impostos para consumidores industriais europeos e españois de consumo medio, correspondentes ao primeiro semestre de cada ano. O prezo en España é superior en todo o período agás no ano 2020. De media, no período 2016-2021 este sobre custe sitúase nun 17,5 %, reducíndose no período máis recente até situarse lixeiramente por riba do 8 % en 2021.

Cadro 5.20: Prezo electricidade €/kWh consumidor industrial medio (consumo anual entre 500 MWh e 2000 MWh). Fonte: Eurostat (2022b)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Media
España	0,1051	0,1010	0,1008	0,0925	0,0786	0,0931	0,0952
UE-27	0,0793	0,0767	0,0779	0,0842	0,0818	0,0859	0,0810

A estes prezos hai que engadirlles os impostos, que supoñen no caso español ao redor dun 40 % do prezo final de venda, sendo inferiores ao nivel de incidencia media na UE-27, que foi dun 44 %. Tamén neste caso, ao igual que para os pequenos consumidores, inclúense im-

postos especiais e o imposto sobre o valor engadido. Non obstante, o consumo industrial afronta un menor nivel de imposición, en termos absolutos, que o consumo doméstico, ao redor dun 35 %. E se se analizan o resto de compoñentes, tamén o consumo industrial presenta un menor custe por peaxes nas redes de transporte e distribución. En conxunto, o prezo da electricidade resulta un 30 % menor para estes consumidores industriais respecto aos consumidores domésticos.

No Cadro 5.21, reflíctense os prezos por niveis de consumo do ano 2020 para este tipo de consumidores, de xeito que se observa o peso dos impostos e como a maior consumo afróntanse menores custes por unidade de electricidade consumida.

Cadro 5.21: Prezos consumidores industriais ano 2020. Fonte: MITERD (2021b)

Consumo anual en MWh	Prezo excluidos todos os impostos (€/kWh)	Prezo excluido o IVE e outros impostos non recuperables (€/kWh)	Prezo con impostos + IVE incluidos (€/kWh)
<20	0,1703	0,2432	0,2941
≥ 20 <500	0,1022	0,1479	0,1790
≥ 500 <2.000	0,0882	0,1175	0,1422
≥ 2.000 <20.000	0,0657	0,0841	0,1016
≥ 20.000 <70.000	0,0624	0,0728	0,0881
≥ 70.000 <150.000	0,0555	0,0649	0,0785
≥ 150.000	0,0461	0,0541	0,0655

Tamén a evolución do mercado por xunto, amosada na Figura 5.16, trasládase aos grandes consumidores cun aumento importante de custes dende inicios de 2021.

3.3.2. Consumo de electricidade en Galicia

A evolución do consumo de electricidade en Galicia no período 2016-2020 amósase na Figura 5.17. Obsérvase un lixeiro aumento até 2018, deixándose notar unha caída no ano 2019, afondada no 2020 co efecto da crise COVID-19, supoñendo un descenso ao redor dun 12 % respecto ao ano 2016. No gráfico tamén se amosa o consumo galego por sectores, poñendo de manifesto a importancia do consumo industrial e a escasa participación do consumo en transporte, estando equilibrado o papel do consumo do sector servizos co doméstico.

En termos de participación, a industria supón máis da metade do consumo de electricidade en Galicia, se ben perde peso nos últimos dous anos, cerca dun 20 % menos de consumo en termos absolutos, sendo de feito a súa caída a explicación principal do descenso agregado. O sector servizos baixou sobre un 10 % o consumo absoluto, mantendo a súa participación no total ao redor dun 21,5 %, e o consumo doméstico aumentou en termos absolutos un 3 % a demanda nese período, e en proporción do conxunto aumentou, acadando un 27 % do total galego cando en 2016 significaba un 23 % do consumo.

Tamén a nivel estatal houbo unha caída da demanda eléctrica no período 2016-21, aínda que menor, ao redor dun 4,2 %. Indicar tamén que o consumo galego chegou a supoñer no terceiro semestre de 2018 case o 8 % do consumo estatal para pechar 2020 lixeiramente por embaixo do 7 %. En canto aos sectores, o peso do sector industrial no consumo eléctrico estatal é aproximadamente dun terzo do total, polo tanto, menos que en Galicia. Tamén este sector sufriu unha caída de consumo en termos absolutos, pero menor que a galega, concretamente dun 11,6 %.

O sector servizos e o sector doméstico tamén están equilibrados en canto a peso, pero por riba do que acontece en Galicia, sobre un 30 %. Estes sectores seguiron, ao igual que en Galicia, dinámicas distintas entre si no período 2016-2020, xa que o consumo eléctrico diminuíu en termos absolutos un 8 % no sector servizos e aumentou algo máis do 5 % nos fogares. O resto da participación na demanda de electricidade do estado corresponde co sector transporte, que supón sobre un 1,5 % do total, sobre todo pola electrificación do ferrocarril, motivo da cota superior ao que acontece en Galicia con este uso.

En canto á participación no consumo por provincias, como se amosa na Figura 5.18, como é de esperar, a provincia da Coruña conta co maior peso, por riba do 40 % de media no período

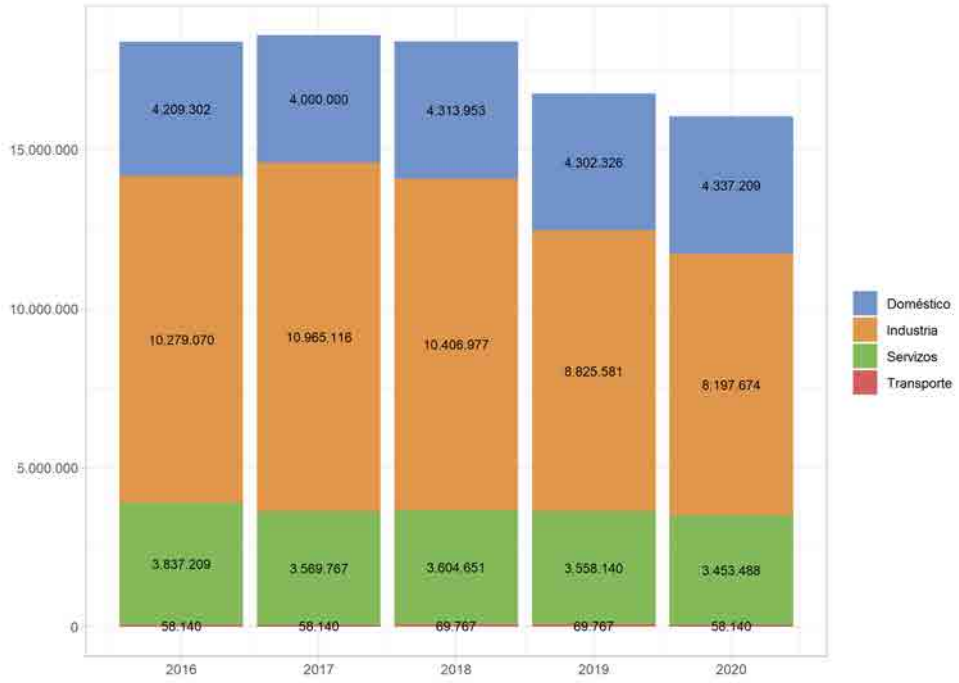


Figura 5.17: Consumo agregado de electricidade (MWh) por sectores 2016-2020. Fonte: elaboración propia a partir de INEGA (2022b)

2016-2019. Do resto, destaca a provincia de Lugo, que ocupa o segundo lugar, con ao redor do 30 % do consumo galego.

As variacións no consumo absoluto nestes catro anos foron de caída xeneralizada entre 2016 e 2019, sendo máis acusada na provincia da Coruña, cun 21 % de descenso, e onde menos caeu a demanda de electricidade foi en Pontevedra, cun descenso que non chega ao 5 %. A explicación xeral a nivel galego, comentada antes, radica no sector industrial, e neste sentido, atendendo á estrutura de consumo de electricidade provincial da industria de 2016 (MITERD 2022e), este sector ten maior peso nas provincias da Coruña e de Lugo, polo que se xustifica que sexan esas provincias as que perdan máis nivel de consumo. No caso da Coruña é importante a siderurxia e a fundición, e no caso da Lugo destaca, por peso no consumo, a metalurxia non férrea (aluminio) que provoca, xunto ao resto da industria, que este sector absorba case o 80 % da electricidade nesa provincia.

3.3.3. Os clientes do mercado de electricidade

Se analizamos a variable "puntos de subministro eléctrico", que sería un indicador do número de clientes, atopamos un aumento lixeiro e sostido no tempo para o período 2016-2020, tal e como se amosa na Figura 5.19 con información por trimestres. No cuarto trimestre de 2020 alcanzouse a cifra de 1.854.062, o que supón un aumento dende o primeiro trimestre de 2016 dun 1,5 %, e roldar o 6,3 % do total do estado. Só houbo unha lixeira baixada na primeira parte do ano 2020, que se viu superada na parte final. Como se observa, aumenta o número de puntos fronte a unha caída do consumo, como reflexo dese papel do sector industrial, que con poucos puntos de subministro, e polo tanto clientes, abrangue unha parte importante do consumo.

Se se fai unha comparación co sucedido no conxunto do estado, neste deuse un incremento do número de puntos de subministro, concretamente dun 2,5 %, e tamén, como se apuntou antes en conxunto a demanda de electricidade diminuíu menos que a galega, como consecuencia das anteditas diferenzas na estrutura sectorial da demanda e os conseguintes efectos diferenciados da crise económica respecto a Galicia.

En canto ao reparto provincial destes puntos, con datos do ano 2020, na Figura 5.20 preséntase unha distribución que segue practicamente o patrón de distribución porcentual da poboación galega. No caso da Coruña, equivale a porcentaxe de puntos coa porcentaxe de

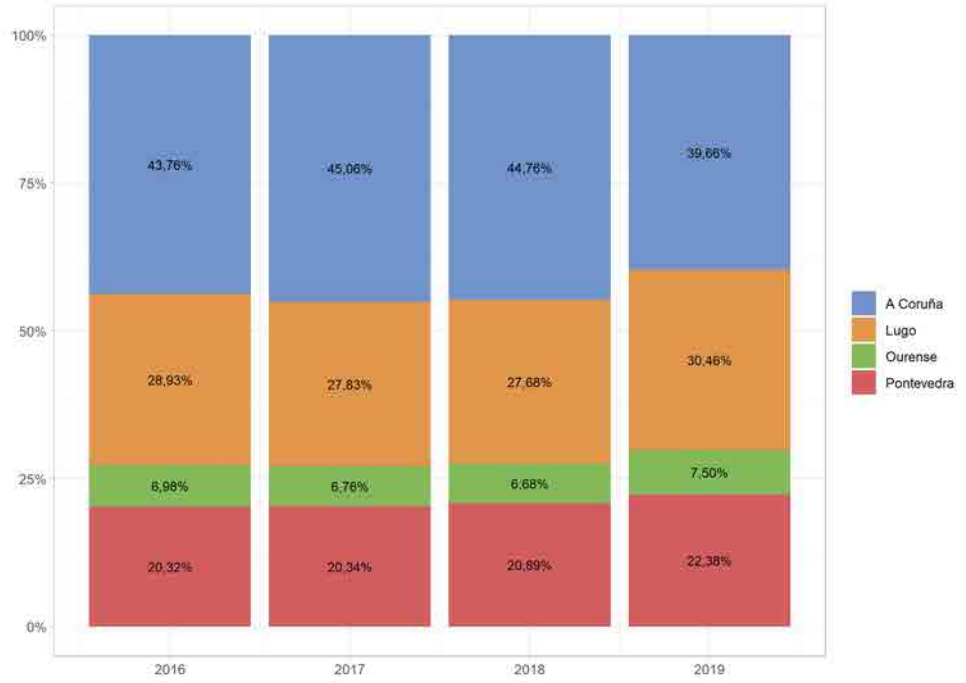


Figura 5.18: Participación porcentual de cada provincia no consumo galego (Non está incluida a enerxía adquirida por consumidores directos en mercado). Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2022e)

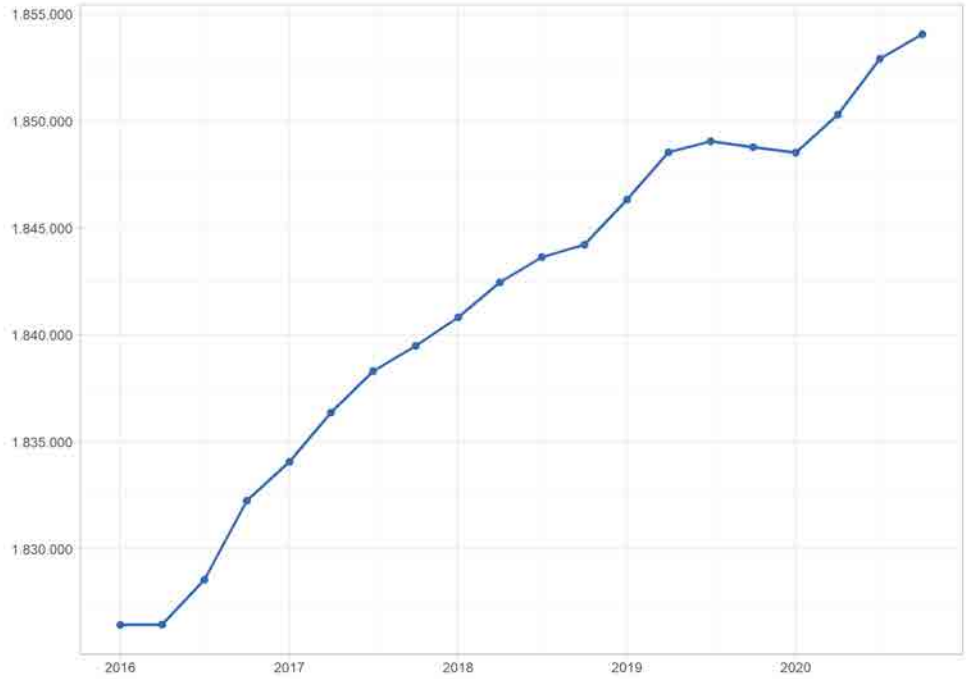


Figura 5.19: Número de puntos de subministro eléctrico en Galicia. Fonte: Elaboración propia a partir de CNMC (2022g)

poboación, e no resto de provincias Lugo e Ourense teñen unha proporción de puntos de subministro lixeiramente maior que a que lle correspondería por poboación e Pontevedra que conta co 35 % da poboación galega ten algo menos de participación no total de subministros.

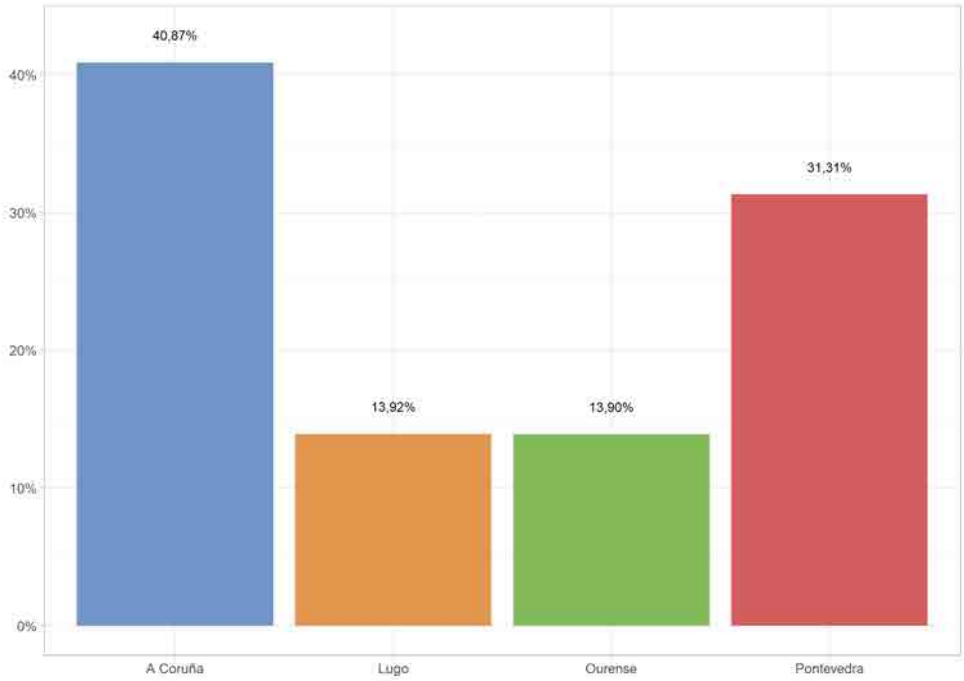


Figura 5.20: Distribución provincial puntos de subministro ano 2020. Fonte: elaboración propia a partir de MINCOTUR (2022)

Unha información de interese é o reparto zonal deses puntos de subministro atendendo ao nivel de concentración de poboación na ordenación do territorio (Figura 5.21). Seguindo os criterios de clasificación por número de puntos de subministro que conta un concello[7], atópase que en Galicia a meirande parte son urbanos ou semiurbanos. Destaca, respecto á distribución estatal, a menor proporción de zona urbana en Galicia, que no estado é de un 53 %, e a maior de semiurbana, que no conxunto do estado é do 32 %. Dentro do entorno rural Galicia conta cunha porcentaxe algo maior de puntos en zona de rural concentrada respecto ao resto do estado e menor proporción de puntos en zona rural dispersa.

A estrutura de clientes por tarifa de consumo e por tipoloxía de acceso á rede complementa a información anterior. Dentro do grupo dos pequenos consumidores[8], con potencia contratada inferior ou igual a 10kW, que constitúen máis do 95 % dos clientes eléctricos galegos e absorben no período estudado sobre un 24,5 % do total consumido en Galicia, temos aos acollidos á tarifa regulada PVPC e aos que están en mercado libre. Na Figura 5.22 vese para Galicia o número pertencente a cada un dos grupos. A evolución é inversa, dáse unha baixada continua de clientes en mercado regulado e un aumento en mercado libre. Concretamente, nese período 2016-2020, diminúen case un 8 % os galegos acollidos a PVPC e aumentan cerca dun 22 % os que adquiren a electricidade contratando cunha comercializadora de mercado libre. En termos de proporcións, ao principio do período un 66,5 % destes pequenos consumidores estaban en mercado regulado e ao remate queda un 60 %.

Trátase dunha dinámica similar á do conxunto do estado, no que para o mesmo período diminuíron os clientes acollidos a PVPC un 14,5 % e aumentaron os de mercado libre un

[7] Empregados nas estatísticas para medir a calidade do servizo eléctrico segundo MITERD (2022c):

- Zona urbana: máis de 20.000.
- Zona semiurbana: entre 2.000 e 20.000.
- Zona rural concentrada: entre 200 e 2.000.
- Zona rural dispersa: menos de 200, así como puntos illados fora dos núcleos.

[8] Inclúe as tarifas que até 2020 tiñan as peaxes de acceso 2.0.

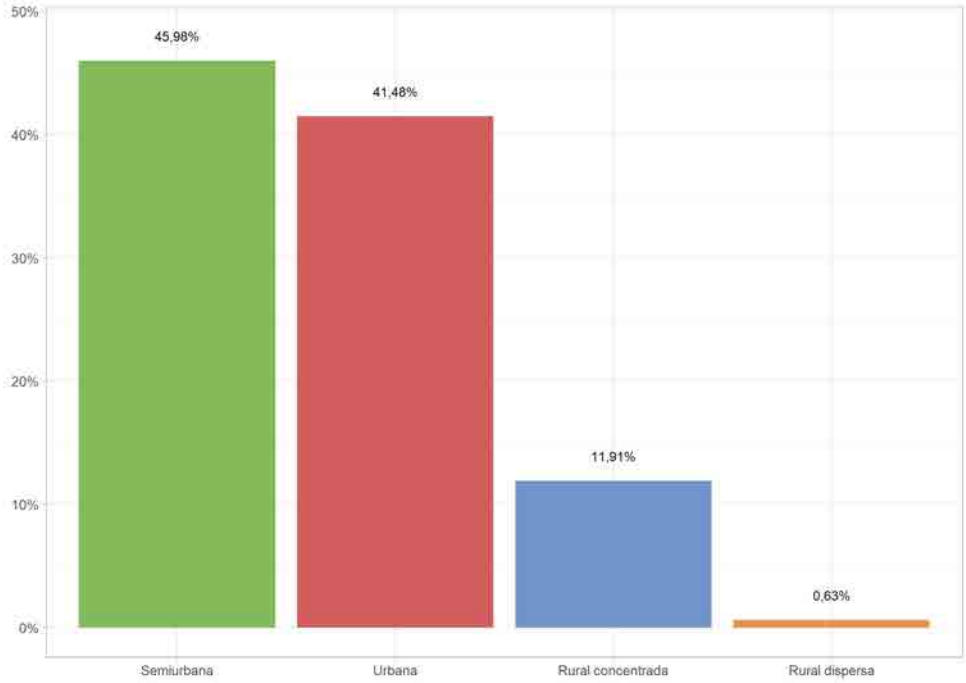


Figura 5.21: Puntos subministro. Porcentaxe por zona ano 2020. Fonte: elaboración propia a partir de MINCOTUR (2022)

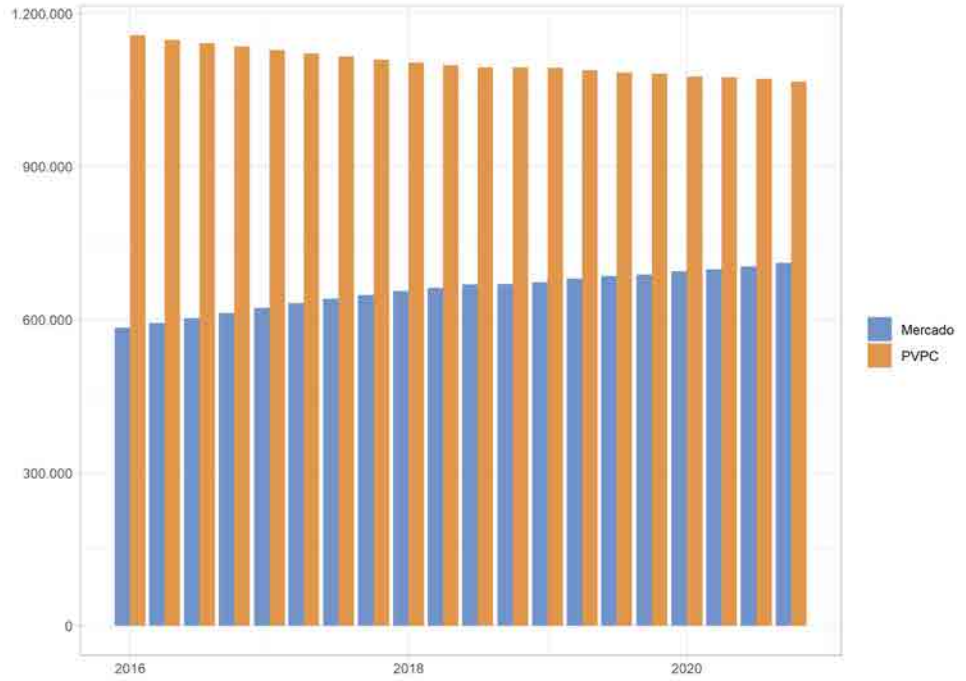


Figura 5.22: Número de pequenos consumidores de electricidad en Galicia en PVPC e Mercado. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022g)

17,43 %. Estas variacións son distintas sen embargo en magnitude, froito dunha diferente posición de partida en canto a peso de cada grupo ao inicio do período, xa que a nivel estatal no primeiro trimestre de 2016 só había un 46,5 % de clientes con tarifa PVPC, quedando a porcentaxe nun 39 % no cuarto trimestre de 2020. A maior importancia do mercado regulado en Galicia respecto ao estado fai que a nosa comunidade represente case o 10 % do mercado español neste segmento, claramente por riba da proporción global de clientes eléctricos, que se sinalou antes que era dun 6,3 %.

Respecto á enerxía consumida polos consumidores acollidos a PVPC, loxicamente neste período segue unha tendencia similar á do número de clientes, se ben con matices, caendo algo menos do 7,5 %. Na Figura 5.23 reflíctese este feito en proporcións, amosando como ademais de descender en Galicia a porcentaxe de número de clientes descende a porcentaxe de enerxía consumida polos clientes deste grupo. Sen embargo, a caída en enerxía consumida é lixeiramente menor que a acontecida en número de clientes: no primeiro trimestre de 2016 os clientes PVPC consumían un 59,7 % do total de electricidade demandada por pequenos clientes en Galicia e en 2020 un 55,5 %. Outro feito a resaltar é que resulta maior a proporción de clientes respecto á proporción de enerxía consumida en todo o período, isto supón que os clientes en mercado regulado consumen menos enerxía eléctrica que os clientes en mercado libre.



Figura 5.23: Porcentaxe de número de clientes e enerxía consumida no mercado regulado PVPC sobre total pequenos consumidores en Galicia. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022g)

A nivel estatal, tanto número de clientes como enerxía consumida baixaron no mercado regulado sobre un 14 %. De xeito parecido ao que acontece en Galicia, tamén a nivel estatal observase unha maior proporción de consumidores en mercado regulado respecto a proporción de enerxía que consumen.

Se analizamos aos grandes consumidores de electricidade en Galicia, aqueles que contan con potencias superiores aos 450 kW, que corresponden principalmente co sector industrial[9], observamos na Figura 5.24 un aumento lixeiro no seu número entre 2016 e 2020, dun 3,4 %, e en paralelo unha importante caída do seu consumo de enerxía eléctrica dun 17,7 %. A evolución amosa crecemento en ambas variables até que despois do terceiro trimestre de 2018 hai unha caída tanto de clientes como de enerxía eléctrica consumida, inicio dunha caída da actividade económica, que parece recuperar algo no terceiro trimestre de 2019, pero sen consolidar en termos de consumo de enerxía. De feito, o que se reflexa é que mantendo nú-

[9]Clientes con peaxes de acceso 6.X até 2020.

mero de clientes diminúe o consumo, sendo un indicador de que non se está empregando a capacidade potencial de produción, como sabemos que aconteceu pola crise COVID-19. Cómpre salientar que tan só un 0,07 % dos puntos de subministro totais de electricidade galegos correspóndense con este grupo e supoñían sobre un 60 % do consumo eléctrico galego, que no último ano baixou até o 55,7 %.

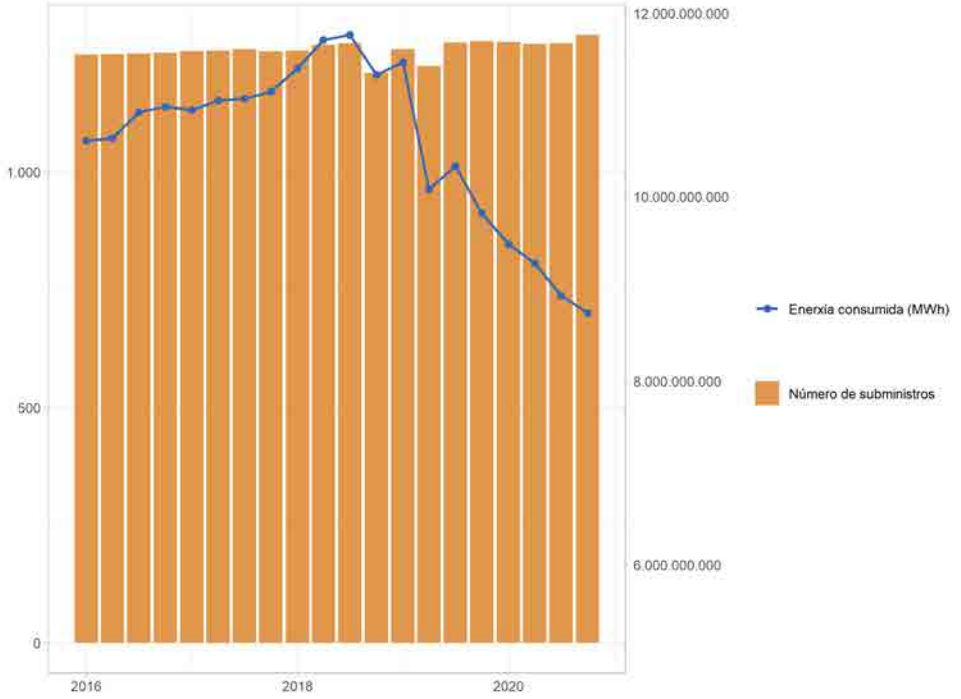


Figura 5.24: Número de subministros (eixo esq) e consumo de enerxía (eixo der, MWh) grandes consumidores eléctricos en Galicia 2016-2020. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022g)

No resto do Estado, o número deste tipo de consumidores é en proporción similar ao caso de Galicia, sen embargo en enerxía eléctrica consumida a proporción resulta claramente menor, concretamente, ao redor dun 46 %, amosando a importancia da electricidade para o sector industrial galego. Outro xeito de reflexar isto é que os grandes consumidores galegos supoñen ao redor do 9,5 % do consumo estatal deste grupo, unha porcentaxe claramente maior á que correspondería por número de subministros, que non chega ao 5,3 % do total do estado. A caída no consumo a nivel estatal non chegou ao 6 %, inferior á de Galicia, que acusou máis a crise.

3.3.3.1. Caracterización dos clientes a nivel provincial Se facemos unha análise de número, tipos de clientes e consumos por provincias atopamos diferenzas que confirman o papel do consumo eléctrico industrial. Coa información dispoñible até o ano 2019 preséntanse os Cadros 5.22 e seguintes, de situación e evolución destas variables, incluíndo para comparacións a situación do conxunto de Galicia[10].

A análise agregada indica que o principal grupo de consumo galego por número de clientes nese ano 2019 son os clientes acollidos a PVPC, dos cales forman parte aqueles que teñen concedido o bono social, supoñendo máis do 58 % do total e, especificamente, os clientes con bono social constitúen o 4,7 % do total. En nivel de consumo enerxético, como xa se apuntou, os acollidos a PVPC supoñen un menor consumo en relación ao número de clientes, e tamén, destaca o grupo onde están as industrias con potencias contratadas maiores a 450 kW, xa que supoñen o 0,1 % de clientes pero consumen o 55,3 % da enerxía eléctrica en Galicia nese ano. En termos de variacións respecto ao ano 2016, sobresae o avance do mercado libre entre os pequenos consumidores, máis en termos de número de clientes que en enerxía consumida, coa correspondente diminución do mercado regulado. E tamén na

[10] Non se inclúe a enerxía consumida polos consumidores directos, que son os que adquiren directamente a electricidade no mercado para o seu consumo.

Cadro 5.22: Estrutura tarifaria Galicia 2019. Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2022e)

Tarifa	Nº Clientes	Electricidade MWh	Estrutura porcentual		Variación 2019-2016 (Agrupado PVPC por cambio en concepto bono social)	
			Nº Clientes	Electricidade	Nº Clientes	Electricidade
Bono Social	86.520	216.455	4,7 %	1,4 %	-4,8 %	-7,0 %
PVPC sen bono social	994.332	2.205.043	53,7 %	14,3 %		
MERCADO LIBRE até 10 kW	692.310	1.821.125	37,4 %	11,8 %	13,0 %	3,1 %
MERCADO LIBRE 10 kW-450 kW	77.497	2.668.750	4,2 %	17,3 %	-3,5 %	-3,5 %
MERCADO LIBRE maior a 450 kW	1.292	8.537.690	0,1 %	55,3 %	1,3 %	-20,3 %
TOTAL	1.851.951	15.449.063	100,0 %	100,0 %	1,2 %	-13,5 %

táboa amosase a importante caída en consumo do segmento de máis potencia, cunha caída lixeiramente superior ao 20,3 %.

Na análise por provincias, os datos da Coruña (Cadro 5.23), sinalan que conta co maior número de clientes sobre o total de Galicia en calquera segmento, con algo máis do 40 % en termos globais. Este feito tamén acontece co consumo, supoñendo case o 40 % do total galego, se ben no segmento de maior potencia, sendo similar a proporción ao resto, non é a primeira provincia en orde de electricidade empregada. A estrutura porcentual da súa distribución é similar á do conxunto de Galicia. Sobre as variacións respecto ao ano 2016, destaca unha maior baixada no consumo de electricidade agregado, explicado fundamentalmente pola caída do segmento de consumo con potencias maiores a 450 kW, que é a caída máis importante en Galicia nese segmento.

Cadro 5.23: Estrutura tarifaria A Coruña 2019. Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2022e)

Tarifa	Nº Clientes	Electricidade (MWh)	Estrutura porcentual		Ponderación total galego		Variación 2019-2016 (agrupado PVPC por cambio en concepto bono social)	
			Nº Clientes	Electricidade	Nº Clientes	Electricidade	Nº Clientes	Electricidade
Bono Social	35.572	90.761	4,7 %	1,5 %	41,1 %	41,9 %	-4,7 %	-7,7 %
PVPC sen bono social	416.502	975.608	55,1 %	15,9 %	41,9 %	44,2 %		
MERCADO LIBRE até 10 kW	271.582	729.246	35,9 %	11,9 %	39,2 %	40,0 %	16,4 %	-1,0 %
MERCADO LIBRE 10 kW-450 kW	32.053	1.108.755	4,2 %	18,1 %	41,4 %	41,5 %	-3,7 %	-4,0 %
MERCADO LIBRE maior a 450 kW	525	3.223.092	0,1 %	52,6 %	40,6 %	37,8 %	4,6 %	-32,4 %
TOTAL	756.234	6.127.461	100,0 %	100,0 %	40,8 %	39,7 %	2,0 %	-21,6 %

O Cadro 5.24 reflicte a situación en Lugo, que é particularmente diferenciada en consumo polo efecto dos grandes consumidores. O segmento de potencia superior a 450 kW supón case o 81 % do consumo lucense, e na ponderación respecto ao total significa o 44,6 % do total galego para este tipo de consumidor. Se se analiza polo miúdo a información, detéctase que un só cliente (Alcoa) con peaxes do grupo superior 6.5 a máis de 145 kV de voltaxe, absorbe o 95 % da electricidade consumida nese segmento. Sobre número de clientes, ten menor peso o segmento de mercado regulado, incluída a participación do bono social, e de xeito complementario ten máis peso na estrutura porcentual o cliente pequeno de mercado libre.

Cadro 5.24: Estrutura tarifaria Lugo 2019. Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2022e)

Tarifa	Nº Clientes	Electricidade (MWh)	Estrutura porcentual		Ponderación total galego		Variación 2019-2016 (agrupado PVPC por cambio en concepto bono social)	
			Nº Clientes	Electricidade	Nº Clientes	Electricidade	Nº Clientes	Electricidade
Bono Social	10.191	22.370	3,9 %	0,5 %	11,8 %	10,3 %	-4,8 %	6,6 %
PVPC sen bono social	124.951	236.794	48,1 %	5,0 %	12,6 %	10,7 %		
MERCADO LIBRE até 10 kW	111.731	261.192	43,0 %	5,5 %	16,1 %	14,3 %	11,0 %	2,7 %
MERCADO LIBRE 10 kW-450 kW	12.955	378.952	5,0 %	8,1 %	16,7 %	14,2 %	6,5 %	3,2 %
MERCADO LIBRE maior a 450 kW	187	3.806.882	0,1 %	80,9 %	14,5 %	44,6 %	2,2 %	-11,5 %
TOTAL	260.015	4.706.191	100,0 %	100,0 %	14,0 %	30,5 %	2,0 %	-8,9 %

No referido ás variacións, Lugo segue tendencias algo diferenciadas respecto ao conxunto: reduce clientes PVPC en termos similares, pero cun aumento da enerxía consumida. A variación porcentual de clientes en mercado libre é lixeiramente inferior á media galega. Destaca que o segmento de 10 a 450 kW aumenta en clientes e consumo, en contraste co

acontecido no resto de Galicia, incrementando a actividade fronte a unha baixada nas outras provincias. E no segmento de máis consumo, o industrial de alta potencia, a caída non é tan pronunciada como no caso da Coruña, situándose lixeiramente por embaixo da media galega.

A provincia de Ourense, segundo se reflicte no Cadro 5.25, destaca pola proporción de clientes en mercado regulado, concretamente un 68,5 % en 2019, e tamén conta coa maior proporción con bono social. É a provincia con menor peso no total galego dos segmentos de consumo industrial. Ademais, no segmento de potencias entre 10 kW e 450 kW ten a baixada máis importante en Galicia respecto ao ano 2016.

Cadro 5.25: Estrutura tarifaria Ourense 2019. Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2022e)

			Estrutura porcentual		Ponderación total galego		Variación 2019-2016 (agrupado PVPC por cambio en concepto bono social)	
Tarifa	Nº Clientes	Electricidade (MWh)	Nº Clientes	Electricidade	Nº Clientes	Electricidade	Nº Clientes	Electricidade
Bono Social	12.905	30.678	5,0 %	2,6 %	14,9 %	14,2 %	-3,5 %	-8,4 %
PVPC sen bono social	163.466	291.435	63,5 %	25,2 %	16,4 %	13,2 %		
MERCADO LIBRE até 10 kW	71.516	191.061	27,8 %	16,5 %	10,3 %	10,5 %	11,7 %	4,6 %
MERCADO LIBRE 10 kW-450 kW	9.209	301.290	3,6 %	26,0 %	11,9 %	11,3 %	-10,6 %	-8,3 %
MERCADO LIBRE maior a 450 kW	129	343.907	0,1 %	29,7 %	10,0 %	4,0 %	-5,1 %	-10,4 %
TOTAL	257.225	1.158.372	100,0 %	100,0 %	13,9 %	7,5 %	-0,02 %	-7,1 %

Finalmente, a provincia de Pontevedra (Cadro 5.26) é a que conta con máis proporción de clientes no mercado libre até 10 kW na súa estrutura. Tamén é importante o segmento intermedio de 10 kW a 450 kW, que representa un terzo do consumo de este sector en toda Galicia. En canto aos cambios respecto ao ano 2016, é a provincia con menor caída do consumo eléctrico nese período, non chegando ao 5 %, afectada en menor medida a nivel industrial pola crise respecto ás outras provincias, particularmente no segmento de maior.

Cadro 5.26: Estrutura tarifaria Pontevedra 2019. Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2022e)

			Estrutura porcentual		Ponderación total galego		Variación 2019-2016 (agrupado PVPC por cambio en concepto bono social)	
Tarifa	Nº Clientes	Electricidade (MWh)	Nº Clientes	Electricidade	Nº Clientes	Electricidade	Nº Clientes	Electricidade
Bono Social	27.852	72.645	4,8 %	2,1 %	32,2 %	33,6 %	-5,5 %	-9,4 %
PVPC sen bono social	289.413	701.206	50,0 %	20,3 %	29,1 %	31,8 %		
MERCADO LIBRE até 10 kW	237.481	639.626	41,1 %	18,5 %	34,3 %	35,1 %	10,5 %	7,8 %
MERCADO LIBRE 10 kW-450 kW	23.280	879.753	4,0 %	25,4 %	30,0 %	33,0 %	-5,2 %	-3,8 %
MERCADO LIBRE maior a 450 kW	451	1.163.809	0,1 %	33,7 %	34,9 %	13,6 %	-0,7 %	-8,0 %
TOTAL	578.477	3.457.039	100,0 %	100,0 %	31,2 %	22,4 %	0,5 %	-4,7 %

Un dato interesante para caracterizar ao pequeno consumidor galego é comparar o consumo unitario respecto ao nacional. No Cadro 5.27, amosase esa información para os clientes que non teñen contratada unha potencia superior a 10 kW, incluíndo a información provincial. Observase que o comportamento medio é idéntico a nivel estatal e galego, e dentro de Galicia, destacan cun consumo medio maior A Coruña e Pontevedra, sobre os 2.500 kWh ao ano, mentres que Lugo e Ourense están nun nivel de consumo inferior por cliente, roldando os 2.100 kWh.

Cadro 5.27: Consumo medio en MWh pequeno consumidor por niveis territoriais 2019. Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2022e)

	Estatal	Galicia	A Coruña	Lugo	Ourense	Pontevedra
Consumo/cliente	2,39	2,39	2,48	2,11	2,07	2,55

Se analizamos o número de pequenos consumidores respecto á poboación, coa información do Cadro 5.28 vese que Galicia sitúase claramente por riba da media nacional, especialmente as provincias de Lugo e Ourense contan cunha alta taxa, A Coruña tamén ten unha taxa superior mentres na provincia de Pontevedra este parámetro e case igual á media nacional. Este dato reflicte, en certo xeito, o grao de electrificación, se ben hai que considerar que a estrutura demográfica, número de persoas por fogar, e outras variables, como número de microempresas, propiedade de segundas vivendas, etc, inciden nestes resultados.

Cadro 5.28: Taxa pequenos clientes respecto poboación por niveis territoriais 2019. Fonte: elaboración propia a partir de MITERD (2022e)

	Estatal	Galicia	A Coruña	Lugo	Ourense	Pontevedra
Clientes/poboación	59,7 %	65,7 %	64,6 %	74,9 %	80,6 %	58,8 %

3.3.3.2. Dinámica do mercado e mobilidade dos clientes En canto á relación entre pequenos clientes e compañías comercializadoras, no mercado regulado que establece o prezo PVPC, a relación do cliente establécese cunha comercializadora regulada. En Galicia, no ano 2020 Gas & Power, pertencente ao grupo Naturgy, contaba con case o 96 % deste tipo de clientes. As condicións da relación non varían para o restante 4 % de clientes acollidos a esta tarifa, xa que todas as comercializadoras reguladas fixan o PVPC nas condicións establecidas na normativa estatal.

A situación no mercado libre é diferente, os clientes acordan coas comercializadoras que elixan das existentes, as condicións de contratación. A evolución no período 2016-2020 en Galicia deste mercado polo miúdo foi de aumento da competencia, cunha progresiva diminución das cotas das principais compañías, tanto en número de subministros como en electricidade vendida, en beneficio doutras; o que segundo a teoría económica debe facilitar mellores condicións, basicamente de prezos, aos clientes.

Nas Figuras 5.25 e 5.26 preséntanse as cotas de mercado por número de subministros das principais compañías no mercado polo miúdo de electricidade en Galicia. Pode observarse como hai diminución de concentración de mercado. No primeiro trimestre de 2016, as tres primeiras comercializadoras contaban con máis do 70 % dos subministros, e se miramos as cinco primeiras totalizaban máis do 88 % dos subministros. A situación cambia no cuarto trimestre de 2020, onde a porcentaxe das tres primeiras pasa a ser de algo menos do 62 % e para as cinco de máis cota a suma é dun pouco máis do 75 %, ou sexa, 12 puntos porcentuais menos de mercado, que nese momento pasaron a subministros (clientes) doutros grupos comercializadores en competencia.

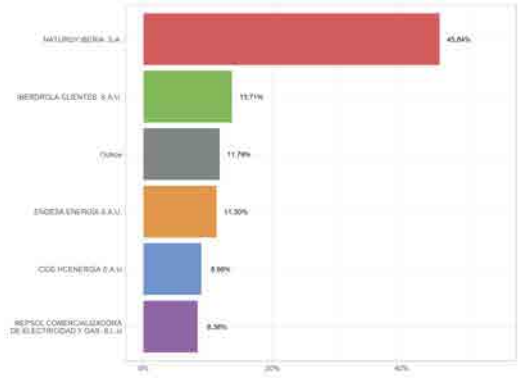


Figura 5.25: Cotas número de subministros por comercializadora en Galicia 1º trimestre 2016. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022g)

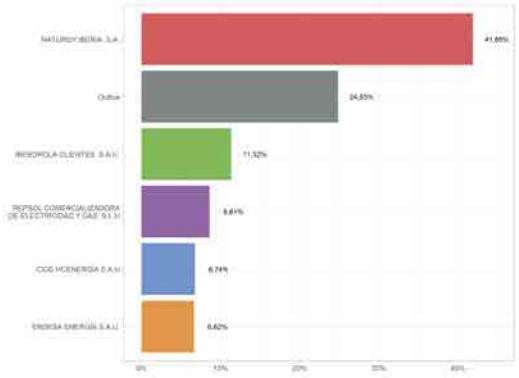


Figura 5.26: Cotas número de subministros por comercializadora en Galicia 4º trimestre 2020. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022g)

Se analizamos as cotas de mercado en función da cantidade de electricidade vendida, na mesma liña que no caso do número de subministros, visualízase un mercado máis competido en 2020 respecto a 2016 coa perda de cota dos grupos principais. Nas Figuras 5.27 e 5.28 reflíctese esa evolución, que se da de xeito máis pronunciado que no caso dos subministros para as tres primeiras compañías, que perden 17 puntos porcentuais de cota, mentres que as dúas seguintes comercializadoras apenas perden cota, o único que sucede é un troco de posicións con ganancia de cota para unha delas.

Se comparamos o mercado galego co do conxunto do estado, estes datos sinalan unha menor concentración de cota de mercado en Galicia, e polo tanto, unha previsible maior competencia. Xa no ano 2016 a concentración era menor tanto en subministros como en electricidade comercializada, feito que se consolidou en 2020. Así, coa información do cuar-

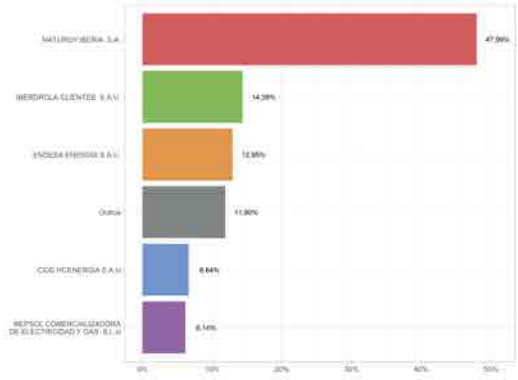


Figura 5.27: Cotas electricidade por comercializadora en Galicia 1º trimestre 2016. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022g)

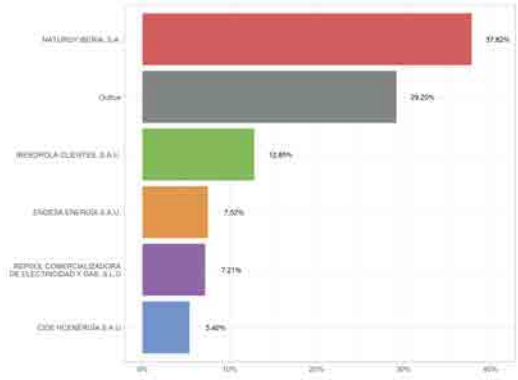


Figura 5.28: Cotas electricidade por comercializadora en Galicia 4º trimestre 2020. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022g)

to trimestre de 2020, a cota a nivel de estado das tres primeiras empresas en número de subministros foi dun 73,5 %, once puntos por riba do que aconteceu en Galicia, e as cinco primeiras supoñen case o 82 % do volume total vendido ese ano, por riba do 75 % que se deu no mercado galego. De xeito similar, en enerxía vendida a cota no estado das tres primeiras comercializadoras foi dun 71,5 % e das cinco con máis cota un 79,3 %, claramente por riba do acontecido en Galicia, con porcentaxes do 57,9 % e 70,8 % respectivamente.

A mobilidade entre mercado regulado (MR) e mercado libre (ML), en coherencia co comentado previamente, sinala unha tendencia cara o mercado libre dos consumidores galegos. No Cadro 5.29 amósase o dinamismo destes mercados entre o ano 2018 e o ano 2021, podendo observarse o saldo neto de entrada de clientes en mercado libre respecto ao mercado regulado coa taxa MR-ML maior que ML-MR. No conxunto do estado tamén o balance inclínase na mesma dirección, aínda que cun maior ritmo de tránsito no caso galego en 2020 e, especialmente, en 2021, no que coa suba dos prezos multiplicouse o tránsito por 2,5. En canto á mobilidade dentro do mercado libre (ML-ML), foi aumentando en Galicia co paso dos anos, sendo un indicador de que no mercado eléctrico polo miúdo existen alternativas de contratación e o consumidor galego troca de xeito máis significativo de comercializadora, se ben é certo que a taxa é menor en Galicia que no conxunto do estado. Por último, apréciase que os cambios dentro do MR son residuais.

Cadro 5.29: Cambios clientes do MR e ML en porcentaxe sobre puntos de subministro. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2022b)

	2018	2019	2020	2021 (provis.)
Taxa Cambio MR-ML				
Galicia	1,9 %	1,8 %	2,2 %	5,4 %
España	2,5 %	2,3 %	1,9 %	4,2 %
Taxa Cambio ML-MR				
Galicia	1,2 %	1,1 %	1,5 %	1,7 %
España	1,6 %	1,4 %	1,7 %	1,4 %
Taxa Cambio ML-ML				
Galicia	4,4 %	4,6 %	5,6 %	7,5 %
España	6,8 %	6,6 %	8,8 %	11,3 %
Taxa Cambio MR-MR				
Galicia	0,05 %	0,03 %	0,03 %	0,03 %
España	0,03 %	0,02 %	0,02 %	0,02 %

3.3.3.3. Nivel de satisfacción co servizo e calidade da subministración En canto ao nivel de satisfacción dos clientes galegos co servizo eléctrico, un feito a salientar é que son os que máis reclaman de tódalas CC.AA. Segundo os informes publicados pola CNMC para os anos 2019 e 2020 (CNMC 2020a; CNMC 2022g), Galicia segue a situarse en termos relativos coa maior proporción de reclamacións por punto de subministro, analizando tanto as reclamacións dirixidas a comercializadoras como a distribuidoras. No ano 2019 houbo 6,9 reclamacións por cada 100 puntos de subministro e en 2020, se ben baixaron até 5,5, Galicia seguiu a ser a comunidade autónoma líder neste indicador (Figura 5.29).

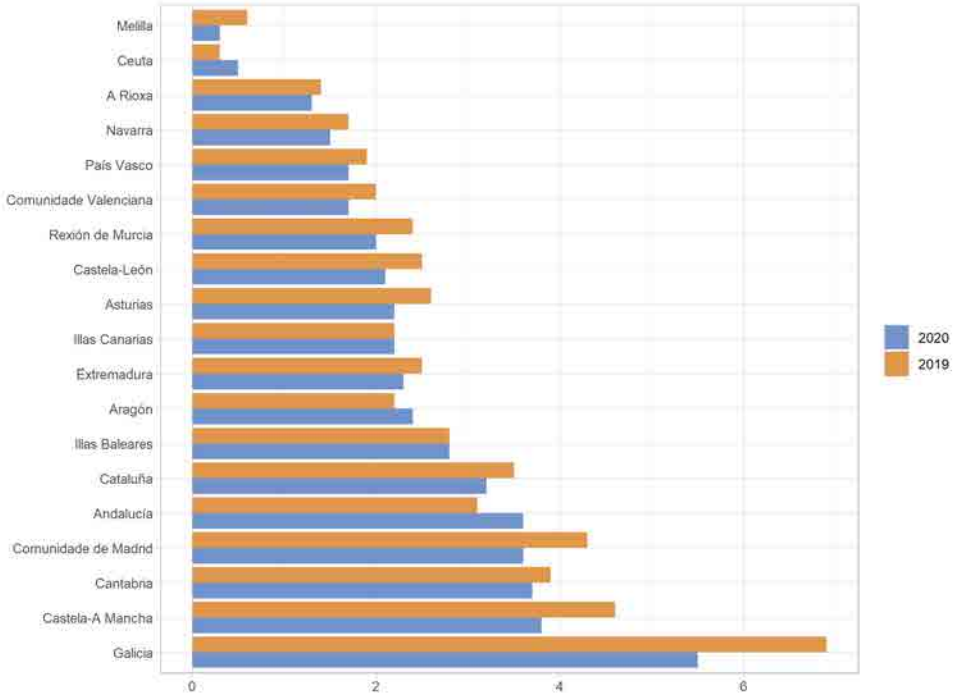


Figura 5.29: Reclamacións clientes electricidade por cada 100 puntos de subministro. Fonte: elaboración propia a partir de CNMC (2020a) e CNMC (2022g)

Tomando como referencia os datos a nivel estatal en 2019, en xeral o número de reclamacións máis elevado corresponde aos fogares, seguido polas PeMe e en último lugar situaríase o sector industrial. Pola contra, si se analizan as reclamacións por punto de conexión, a orde sería inversa: en primeiro lugar situaríase o sector industrial, cunha media a nivel estatal de máis de 25 reclamacións por cada cen puntos de conexión, a continuación seguirían as PeMe e fogares. Os tres principais motivos das reclamacións, acadando máis de dous terzos do total, teñen que ver coas medicións dos contadores, coas facturacións recibidas e cos prezos e tarifas empregados. Tamén son importantes as queixas relacionadas coa calidade do subministro.

Dentro do concepto de calidade entran aspectos como a continuidade do subministro, valorada en termos de minimizar número de cortes de subministro e duración dos mesmos, as características da onda de tensión, que ten que estar nun abano en torno á tensión contratada, e a atención e relación co cliente, relativa ao conxunto de interaccións para obter información e asesoramento, realizar a contratación ou reclamar polo servizo.

A continuidade da subministración aproxímase mediante dous indicadores, que son, para a duración dos cortes, o Tempo de Interrupción Equivalente á Potencia Instalada (TIEPI) e, para o número de cortes, o Número de Interrupcións Equivalente á Potencia Instalada (NIEPI).

Segundo os datos publicados sobre a calidade do servizo[11], como se pode ver nas Figuras 5.30 e 5.31 que comparan a evolución dos indicadores en Galicia respecto ao conxunto do Estado entre o ano 2010 e o ano 2020, pódese dicir que a tendencia é similar nos dous indicadores, se ben é certo que nos anos 2017 e 2019 houbo peores datos en Galicia no TIEPI, que se explicarían por incidencias meteorolóxicas, e no caso estatal para o NIEPI hai un dato do ano 2012 tamén extraordinario. No caso do TIEPI no último ano Galicia iguala o dato

[11] Informe sobre a situación en 2020 (MINCOTUR 2022) e informe sobre evolución dos indicadores (INEGA 2022c).

estatal, e de media nos dez anos é superior, cun valor de 1,55 fronte a un 1,3 no estado, por eses dous anos xa comentados, xa que sen eles no cálculo estaría incluso por embaixo. En canto ao número de interrupcións, en 2020 Galicia sitúase lixeiramente por riba cun valor NIEPI de 1,15 fronte a 1,07 a nivel estatal. Galicia, sen embargo sitúase por embaixo da media estatal neses dez anos cun valor de 1,43 fronte a 1,66, se ben retirando do cálculo o ano 2012, atoparíamos un valor similar ao do conxunto do estado.

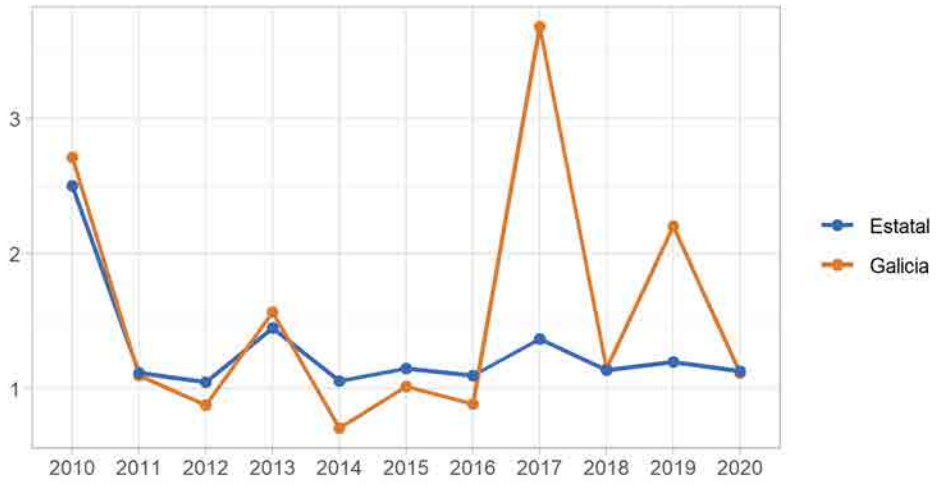


Figura 5.30: TIEPI Galicia e Estado. Número de horas. Fonte: elaboración propia a partir de MINCOTUR (2022) e INEGA (2022c)

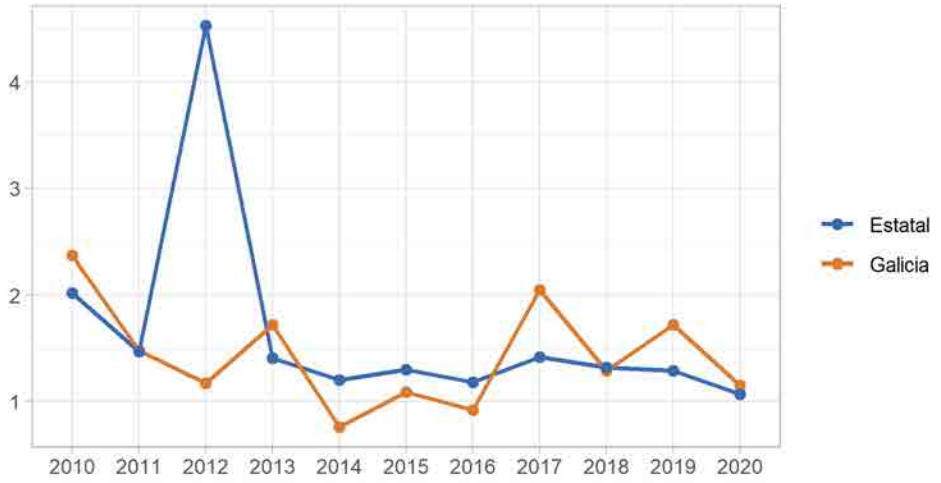


Figura 5.31: NIEPI Galicia e Estado. Número de interrupcións. Fonte: elaboración propia a partir de MINCOTUR (2022) e INEGA (2022c)

Sobre as tendencias a longo prazo, os indicadores amosan unha melloría significativa no caso galego. Segundo datos recollidos do informe sobre calidade do INEGA (2022c), a media do TIEPI antes do 2010 era claramente superior a 2, e para o NIEPI roldaba as 2,6 interrupcións, polo que se os comparamos coa media dos últimos 10 anos a mellora situaríase ao redor do 30 % no TIEPI e en máis do 100 % para o NIEPI, que dende o ano 2010 non volveu a superar en ningún ano o valor de 2.

A situación a nivel provincial reflíctese nas Figuras 5.32 e 5.33. A provincia da Coruña amosa os menores TIEPI e NIEPI de Galicia, situándose tamén por debaixo da referencia estatal. A provincia de Lugo é a que amosa peores datos para os dous indicadores, tanto no ano 2020 como na media 2010-2020 está claramente por riba das medias galega e estatal. Ourense amosa tamén valores, por riba da media no indicador TIEPI, pero dun xeito menos claro que

o que sucedía na provincia de Lugo, e con altos e baixos moi pronunciados. Obsérvase que nesta provincia penalizan moito os datos obtidos nos anos 2017 e 2019, mentres que no ano 2020 está case na media galega e na estatal. Por último, Pontevedra amosa unha tendencia estable en canto ao TIEPI e ao NIEPI.

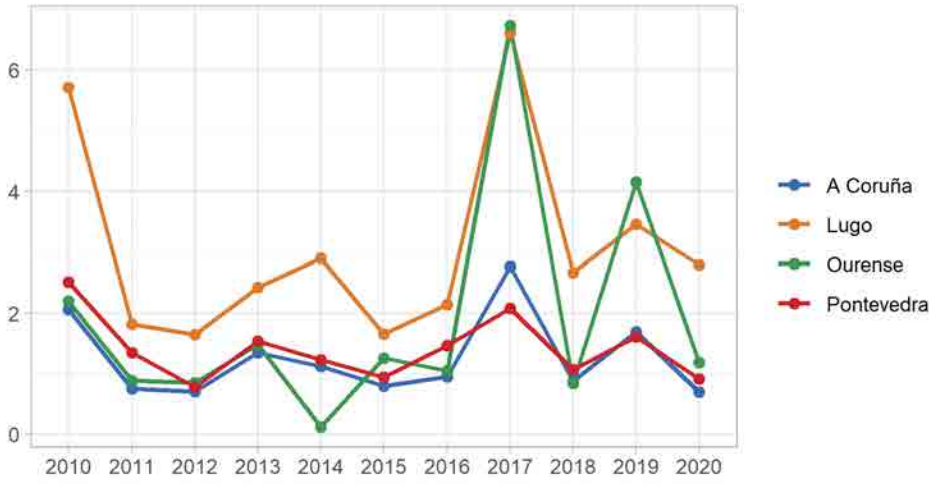


Figura 5.32: TIEPI provincial. Número de horas. Fonte: elaboración propia a partir de MINCOTUR (2022) e INEGA (2022c)

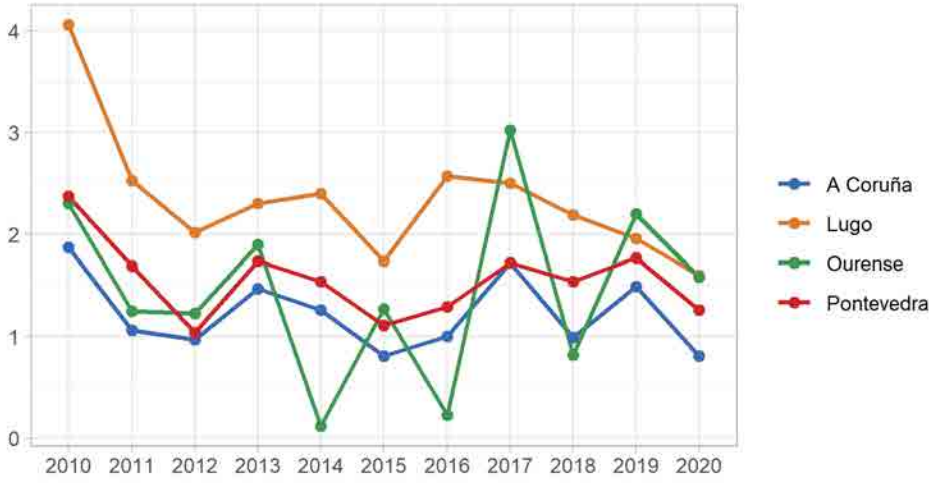


Figura 5.33: NIEPI provincial. Número de interrupcións. Fonte: elaboración propia a partir de MINCOTUR (2022) e INEGA (2022c)

Na cuestión da calidade da subministración, tamén é relevante a situación e tipoloxía de rede na ordenación do territorio, tendo en conta as características específicas de Galicia. Nos Cadros 5.30 e 5.31, resúmese a información galega dos dous indicadores comparada coa estatal. Como se pode ver, en Galicia, ao igual que no estado, a medida que a rede conta con menos puntos de subministro, en territorios de maior a menor concentración de poboación, empeoran os dous indicadores de calidade.

De xeito xeral, obsérvase un comportamento mellor que a media estatal en zona urbana, mentres que nas zonas semiurbanas e rurais concentradas os dous indicadores son peores, tanto de media, como no último ano. Polo que respecta á zona rural dispersa, estase na media do TIEPI estatal a nivel galego, e cun dato inferior en 2020, e no caso do NIEPI o comportamento da calidade do servizo é mellor que a nivel estatal.

Cadro 5.30: TIEPI zonal Galicia e estatal. Fonte: elaboración propia a partir de MINCOTUR (2022) e INEGA (2022c)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Promedios
Zona Urbana	Galicia	0,8	0,5	0,4	0,6	0,4	0,4	0,4	0,8	0,4	0,7	0,5	0,5
	España	1,2	0,7	0,7	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7
Semiurbana	Galicia	3,1	1,2	0,9	1,7	1,6	1,2	1,6	3,8	1,4	2,3	1,2	1,8
	España	2,9	1,2	1,1	1,2	1,0	1,1	1,4	1,3	1,1	1,1	1,0	1,3
Rural Concentrada	Galicia	6,8	2,7	2,2	4,0	0,4	2,5	0,6	6,3	1,6	6,8	3,3	3,4
	España	4,4	2,0	1,8	3,3	1,4	2,0	1,3	2,6	1,7	2,2	1,9	2,2
Rural dispersa	Galicia	6,9	2,9	2,3	3,9	4,0	1,9	1,8	8,1	0,8	4,5	2,3	3,6
	España	7,7	3,4	2,5	3,5	3,2	3,2	2,7	3,5	3,3	3,1	3,3	3,6

Cadro 5.31: NIEPI Galicia e estatal. Fonte: elaboración propia a partir de MINCOTUR (2022) e INEGA (2022c)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Promedios
Zona Urbana	Galicia	0,9	0,7	0,6	0,8	0,6	0,4	0,6	0,8	0,6	0,8	0,6	0,6
	España	1,3	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,7	0,9
Semiurbana	Galicia	2,7	1,6	1,3	2,0	1,8	1,3	1,5	2,4	1,6	2,0	1,3	1,8
	España	2,2	1,6	3,7	1,6	1,2	1,4	1,2	1,5	1,3	1,2	1,1	1,6
Rural Concentrada	Galicia	5,5	3,2	2,6	3,7	0,4	2,5	0,6	2,8	1,7	3,8	2,5	2,7
	España	3,3	2,3	1,9	1,9	1,2	2,0	1,4	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0
Rural dispersa	Galicia	4,6	3,1	2,4	2,8	2,8	1,8	1,9	3,1	0,6	2,6	2,0	2,5
	España	4,5	3,2	41,9	3,2	3,2	3,0	2,8	3,3	3,3	3,1	2,1	6,7

Capítulo 6

A política enerxética galega

1. Introducción

As autoridades públicas son decisivas na definición do sistema enerxético dun territorio, guiando a conformación do mix tecnolóxico, a dotación de infraestruturas e tamén os comportamentos dos consumidores. Polo contexto no que se desenvolve Galicia a nivel político, social e económico, hai que considerar as decisións de política enerxética da UE, as do conxunto do Estado e, dentro do que son as competencias propias, a política enerxética galega. Neste apartado, tratárase de dar unha visión resumida da planificación, cos obxectivos asociados, e dos instrumentos empregados para levar adiante as actuacións máis recentes das autoridades galegas no eido enerxético. No ano 2022 o nivel decisorio directamente relacionado coa política enerxética é a Vicepresidencia Primeira e Consellería de Economía, Industria e Innovación, que conta cunha área dedicada a enerxía (Xunta de Galicia 2022c).

2. Planificación xeral

A nivel de planificación, unha sucesión de plans e estratexias serviron e serven de guía para marcar as liñas xerais das actuacións a nivel enerxético en Galicia. Así, na última década, elaboráronse o Plan enerxético de Galicia 2010-2015, as Directrices enerxéticas de Galicia 2018-2020, e a Estratexia galega de cambio climático e enerxía 2050 conxuntamente co Plan Rexional Integrado de Enerxía e Clima 2019-23 para o seu desenvolvemento (Xunta de Galicia 2019a; Xunta de Galicia 2019b). As propostas máis recentes son, como marco xeral, o Plan estratéxico de Galicia 2022-2030 no referido ao eixo 2 (Xunta de Galicia 2022i), e especificamente, a Axenda enerxética de Galicia 2030 (INEGA 2022j).

Os elementos comúns nas diferentes planificacións son o desenvolvemento de tecnoloxías renovables, a diminución da dependencia enerxética, a redución do impacto ambiental do sistema enerxético e o incremento da eficiencia enerxética. Ao redor dese núcleo principal incídese en diferentes aspectos, como no caso das directrices 2018-2020, coa importancia da calidade do servizo para o consumidor ou a potenciación do avance da biomasa ou do gas, e máis recentemente ponse unha énfase especial en cuestións climáticas e abúndase na importancia da innovación e do desenvolvemento dun tecido empresarial ao redor do sector enerxético, introducindo enfoques como a economía circular.

As propostas alíñanse con prioridades comúns concordadas a nivel internacional, europeo e español, como por exemplo, no seu momento, contribuír a acadar os obxectivos 20-20-20[1], ou nas planificacións recentes en relación cos obxectivos de desenvolvemento ODS, liñas de acción europeas como FIT 55 ou a nivel estatal o PNIEC. As metas van evolucionando en función do momento temporal e das interaccións coa política enerxética europea e estatal. Así, as previsións do plan 2010-2015, que implicaban unha adxudicación de 3.300 novos MW de potencia eólica a instalar, o que suporía que no ano 2015 o 95 % da enerxía eléctrica que se producise en Galicia proviñese das enerxías renovables, houberon de ser revisadas, entre outros motivos, por cambios normativos a nivel estatal que afectaban á remuneración e adxudicación de novas instalacións renovables.

A avaliación da consecución dos obxectivos é importante para valorar a efectividade das diferentes iniciativas de política enerxética. No Cadro 6.1 amósase a información de indicadores relativos á planificación e implantación de renovables, redución de emisións, dependencia enerxética e eficiencia enerxética (INEGA 2022j; INEGA 2021d).

Obsérvase que non só os obxectivos marcados nas Directrices enerxéticas 2018-2020 son bastante máis esixentes que os do conxunto da UE e do estado, chegando a duplicalos en varios eidos; ademais, os resultados reais acadados en 2020 superan en xeral os obxectivos marcados. Os obxectivos que non se conseguen son os das porcentaxes de renovables no transporte e en aplicacións de calor e frío, se ven neste caso supérase amplamente o obxectivo estatal. O resto de metas alcanzan niveis que en algúns casos supoñen ter cubertos obxectivos da UE e da planificación estatal para 2030, como nos casos da participación das enerxías renovables no consumo de enerxía final ou a mellora en eficiencia enerxética primaria. En canto ás emisións, a redución é importante grazas a redución de produción

[1]Obxectivos de redución de emisións, de participación de renovables no mix e de melloras en eficiencia comprometidos por España acordes a diferentes directivas no seo da UE para o ano 2020.

Cadro 6.1: Indicadores relativos á planificación e implantación de renovables, redución de emisións, dependencia enerxética e eficiencia enerxética. Fonte: INEGA (2022j) e INEGA (2021d)

	Ano 2020				Ano 2030			
	UE	España	Galicia		UE		España	Galicia
Obxectivos			Directrices enerxéticas 2018-2020	Real	Directiva 2018/2001	FIT 55	PNIEC	Axenda enerxética de Galicia 2030
Renovables no consumo enerxía final	20,0 %	20,0 %	45,0 %	46,2 %	32,0 %	40,0 %	42,0 %	58,0 %
Renovables na xeración eléctrica (Directiva UE 2018/2001)	42,3 %	42,0 %	84,0 %	104,8 %			86,0 %	
Renovables na xeración eléctrica (ratio directo)				74,2 %			74,0 %	84,8 %
Renovables en aplicacións calor e frío		18,0 %	34,0 %	30,8 %			31,0 %	
Renovables no transporte (Directiva UE 2018/2001)	10,0 %	10,0 %	10,0 %	7,1 %	14,0 %		28,0 %	
Redución de emisións de CO2 Equivalente. Respecto 1990	20,0 %	20,0 %	18,0 %	35,9 %		55,0 %	23,0 %	55,0 %
Dependencia enerxética do exterior				61,0 %	60,0 %		61,0 %	39,3 %
Mellora eficiencia enerxética primaria	20,0 %	26,1 %		49,6 %	32,5 %	39 %-40 %	39,5 %	48,8 %
Mellora eficiencia enerxética final	20,0 %		21,0 %	34,3 %	32,5 %	36 %-37 %		40,8 %

eléctrica térmica e a diminución de actividade industrial motivada pola crise COVID-19.

A planificación que vai marcar directamente as medidas enerxéticas nos vindeiros anos é a Axenda Enerxética de Galicia 2030. Os obxectivos cuantitativos da mesma son amosados no Cadro 6.1, sendo en xeral máis esixentes que os formulados nas planificacións europea e estatal, destacando neste aspecto a importante redución prevista da dependencia enerxética galega. A estratexia baséase en sete eixos que permiten definir as liñas de actuación: desenvolvemento de enerxías renovables, economía circular, mobilidade sostible, descarbonización dos sectores económicos, desenvolvemento tecnolóxico e innovación, transición xusta e pancas de financiamento (INEGA 2022j). Dentro das accións, atópanse 56 medidas, que atanguen á oferta de enerxía e ao seu uso. Para configurar un novo mix enerxético, destácase o hidróxeno verde, os gases renovables, os biocombustibles, a enerxía eólica mariña e o almacenamento enerxético. No referido ao consumo, entre outras accións, subliñase a renovación do parque móbil, melloras enerxéticas en edificios, promoción de comunidades enerxéticas, adquisición de equipamentos de alta eficiencia e accións contra a pobreza enerxética.

3. Instrumentos regulatorios e plans específicos

A administración galega conta con diferentes tipoloxías de instrumentos para acadar os obxectivos e metas de política enerxética. Entre os instrumentos regulatorios conta co establecemento de diferentes normas, desde leis até instrucións, tamén coa ordenación do territorio mediante plans específicos, formulación de declaracións de impacto ambiental, plans de vixiancia, ou algo tan relevante como moitos procedementos de autorización. Así, por exemplo, no que atinxe a instalacións eléctricas, no *Decreto 9/2017, do 12 de xaneiro, polo que se establecen os órganos competentes para a resolución dos procedementos de autorización de instalacións eléctricas que sexan competencia da Comunidade Autónoma de Galicia* (2017) establécese o marco competencial das autoridades galegas. A continuación, trátanse de xeito descritivo algúns destes instrumentos, ordeando a análise por tecnoloxías e liñas de acción da planificación enerxética.

Dentro deste ámbito, a planificación sectorial constitúe unha ferramenta relevante pa-

ra o desenvolvemento específico de accións. Unha das prioridades nos últimos anos foi o impulso das enerxías renovables, e dentro delas, dada a importancia do seu desenvolvemento, destaca a enerxía eólica en Galicia, motivo polo que a continuación se amose con certo detalle o seu entorno regulatorio.

3.1. Enerxía eólica

Diferentes normativas foron marcando a pauta de implantación da enerxía eólica, sendo a primeira o *Decreto 205/1995, do 6 de xullo, polo que se regula o aproveitamento da enerxía eólica na Comunidade Autónoma de Galicia* (1995) da Xunta de Galicia que regulaba as autorizacións dos proxectos de aproveitamento eólico, tratando de promover en paralelo actividade industrial asociada. A incidencia no territorio das instalacións eólicas fixo precisa unha ordenación do mesmo para delimitar zonas susceptibles de acoller os parques. Para este fin, deseñouse o Plan Sectorial Eólico de Galicia coñecido como PSEGA (INEGA 2022h). Actualmente é a *Lei 8/2009, do 22 de decembro* (2009) a que rexe esta planificación para o establecemento e autorización administrativa de parques eólicos de potencia máxima de 50 MW[2].

A planificación da enerxía eólica en Galicia é un instrumento de ordenación do territorio de incidencia supramunicipal. O seu deseño baséase no establecemento de Áreas de Desenvolvemento Eólico (ADE), de xeito que non se admite a trámite un parque eólico que non se atope dentro dunha destas áreas. Os elementos que permiten definir as ADE do plano sectorial son: o potencial eólico, a infraestrutura eléctrica necesaria de redes, o impacto ambiental, o desenvolvemento socioeconómico e a repercusión sobre o tecido industrial. Establécense estas zonas coa pretensión de que sirvan de panca para facilitar desenvolvemento tecnolóxico, infraestruturas eléctricas de distribución e industriais que xeren actividade económica e benestar nos fogares.

No que se refire ao procedemento de autorización que ten que seguir un proxecto dun promotor que desexe instalar un parque eólico, consta de varias fases: admisión a trámite do proxecto, trámites previos, información pública, trámite ambiental e autorización administrativa e de construción (Xunta de Galicia 2021b; Xunta de Galicia 2022f).

- Na fase de admisión a trámite, preséntase o proxecto na Dirección Xeral de Planificación Enerxética e Recursos Naturais para a súa admisión. Ademais do sinalado anteriormente sobre o emprazamento do parque nunha zona ADE, tampouco pode situarse na rede Natura, é preciso contar cun permiso de acceso á rede eléctrica e que a instalación non se solape con outros parques eólicos.

- No seguinte paso, de trámites previos, ademais da revisión de documentación pode presentarse un documento de alcance para consultas previas ambientais, que pode servir de base para a elaboración do documento de estudo de impacto ambiental. Nestas consultas participan administracións públicas afectadas, persoas interesadas e público en xeral.

- Na terceira fase, de información pública no diario oficial de Galicia, márcase o momento no que as persoas interesadas poderán facer as alegacións que consideren oportunas. Esta información seralle enviada ao promotor para a súa consideración nunha nova versión do proxecto e tamén terase en conta no trámite de autorización. Estes expedientes pódense consultar no portal de transparencia e goberno aberto da Xunta de Galicia (2022j). O prazo de alegacións é de 30 días. En paralelo, realízanse informes sectoriais por parte das administracións públicas afectadas do Estado, autonómica e local.

- Na cuarta fase, realízase por parte da Dirección Xeral de Calidade Ambiental, Sostibilidade e Cambio Climático unha análise completa do expediente para formular a declaración de impacto ambiental. Se o proxecto non se considera ambientalmente viable, non se procederá a súa autorización. Na derradeira fase, os proxectos poden obter a autorización administrativa previa á construción. De ser o caso, os promotores poden

[2]Límite establecido para o denominado Réxime Especial dentro das tecnoloxías de xeración de electricidade. Teñen un tratamento específico as instalacións de menos de 100kW, as experimentais ou as que sexan para autoconsumo.

solicitar a declaración de utilidade pública para iniciar procedemento expropiatorio, por non acadar os acordos necesarios cos propietarios dos terreos onde se pretende situar o parque.

A situación administrativa dos proxectos pode consultarse no Rexistro eólico de Galicia (Xunta de Galicia 2022k). A Xunta de Galicia contaba a finais de 2021 con 275 expedientes en revisión para máis de 7000 MW de potencia. Debido ao número de proxectos en tramitación, a *Lei 18/2021, do 27 de decembro, de medidas fiscais e administrativas* (2021) que acompaña os orzamentos de 2022, estableceu unha moratoria de 18 meses dende xaneiro de 2022 para a admisión a trámite de novos parques eólicos, na procura dunha ordenación racional do sector. Na Figura 6.1 preséntanse sobre o mapa de Galicia do lado esquerdo as zonas ADE do plano eólico, e no mapa do lado dereito a situación dos parques que a finais de outubro de 2022 contaban co trámite de información pública. O número de parques nesta situación superaba os 100, roldando os 4.000 MW de potencia. Un número importante de proxectos, ao redor de 70, tamén se atopaba na fase de trámites previos.

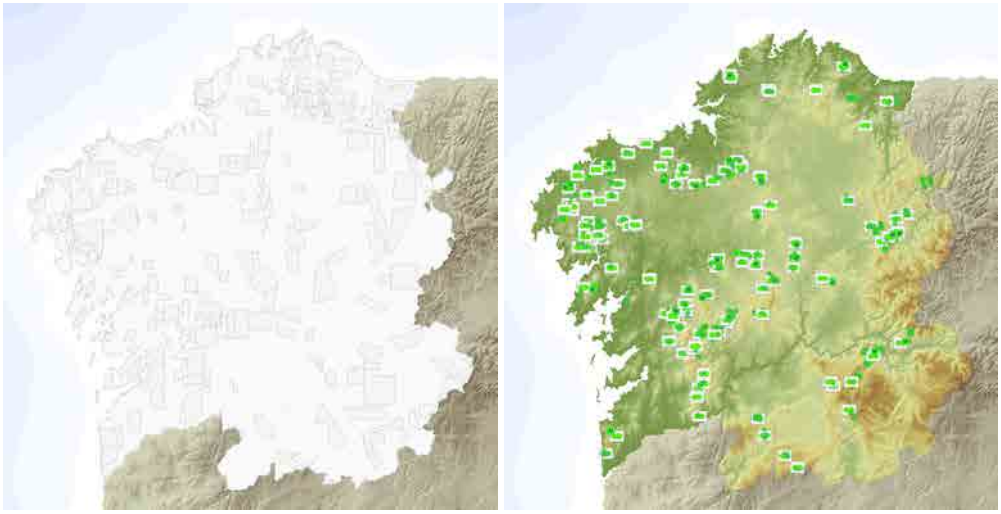


Figura 6.1: Fonte: Rexistro eólico, Xunta de Galicia (2022e)

Sobre a implantación da enerxía eólica, cómpre sinalar a importancia da interacción de plans por niveis de decisión política. Así, tal é como se comentou, é importante a planificación das infraestruturas de transporte e de distribución para a evacuación da enerxía eléctrica xerada. No caso do transporte, trátase dunha planificación a nivel estatal programada para unha serie de anos. Actualmente está definida para o período 2021-2026, e a idea que se plasma na mesma é que o incremento da xeración eólica non está previsto que provoque cambios ou novas necesidades na rede de transporte, porque se establece que se vai producir unha mera substitución da xeración con carbón por enerxías renovables (REE 2022d). Concretamente, Galicia estaría chamada a acoller 2.683MW de potencia eólica de nova implantación até o ano 2026. Tamén é relevante a previsión de posta en marcha da interconexión coa rede portuguesa dende Fontefría no sur de Pontevedra até Vila Fría na rexión de Minho.

As competencias para a adxudicación de nova potencia eólica no caso de proxectos de parques eólicos de máis de 50MW corresponden ao estado español. En calquera caso, o feito de que se inicie a tramitación ante a administración estatal non evita que en fases posteriores os proxectos deban contar con informes autonómicos favorables, por ser a administración galega afectada no procedemento de autorización, particularmente no eido ambiental. A mediados de novembro de 2022 había máis de 60 proxectos de parque eólicos en Galicia de máis de 50MW rexistrados na sede electrónica do MITERD para consulta pública de avaliacións ambientais (MITERD 2022d).

No que se refire ao desenvolvemento eólico mariño, a planificación estatal é a chave para pór en marcha esta opción enerxética. Recentemente, publicouse a Folla de ruta a eólica mariña e enerxías do mar en España (MITERD 2021c), onde se establece como unha prioridade. Ao igual que no caso da enerxía eólica en terra, requírese unha ordenación para a implantación da mesma no mar, estando pendente a aprobación dos Plans de ordenación do

espazo marítimo (POEM), no caso galego do plan da Demarcación Marina Noratlántica que é competencia estatal. A pesar desta indefinición, acolléndose á normativa estatal en vigor sobre avaliación ambiental (*Lei 21/2013, de 9 de decembro, de evaluación ambiental* 2013) e considerando o *Real Decreto 1028/2007 de 20 de xullo* (2007), a mediados de novembro de 2022 hai 7 proxectos que iniciaron este trámite, sumando en total case 4.700 MW (MITERD 2022d).

No desenvolvemento eólico mariño é precisa a coordinación coa administración galega pola incidencia nas actividades económicas que se desenvolven no mar, nomeadamente a pesca, con múltiples implicacións que quedan por precisar e valorar, á marxe do propio eido competencial, tal é como sinala García-Pérez (2022). Neste sentido, a Xunta de Galicia, considerando estas implicacións, promoveu un Observatoiro da Eólica Mariña coa participación de diferentes axentes implicados para procurar posicións de consenso que faciliten unha axeitada integración desta forma de enerxía, considerando tanto aspectos técnicos como socioeconómicos (INEGA 2022f).

Tamén hai que precisar o encaixe coa planificación galega de infraestruturas de redes para a evacuación da enerxía eléctrica xerada no mar. Sobre isto, na planificación da rede de transporte exponse dentro das actuacións en Galicia a realización de ampliacións das subestacións de Xove 400 kV e de Atios 220 kV como puntos da rede para acoller esa enerxía (REE 2022d).

A conclusión desta análise é que o sector eólico en Galicia ten unha gran importancia, e aínda vai ser maior a pouco que se leven adiante parte dos proxectos que están en tramitación, polo que a sensibilidade sobre as decisións que se adopten, fai necesaria unha política enerxética o máis coherente posible.

3.2. Outras renovables

No que respecta a outras tecnoloxías renovables, contan con normativa asociada ou estratexias de desenvolvemento definidas.

No caso da enerxía minihidráulica o nivel competencial da administración galega é a demarcación hidrográfica Galicia-Costa[3]. Non se contempla o incremento de centrais hidroeléctricas nos ríos galegos, segundo se recolle no vixente Plan Hidrolóxico da Demarcación Hidrográfica de Galicia-Costa 2015-2021 (Augas de Galicia 2022a). Concretamente, isto reflíxase no artigo 44d da *Orde do 29 de xaneiro de 2016 pola que se dispón a publicación da Normativa do Plan hidrolóxico da demarcación hidrográfica de Galicia-Costa.* (2016), que recolle a normativa do plan, seguindo a liña dun acordo do Parlamento de Galicia de febreiro de 2011, onde se decidiu antepor a conservación do recurso á súa explotación privativa. Estimouse que o máis adecuado é xestionar de forma conveniente as concesións que xa están en explotación, de maneira que se poida considerar a viabilidade de repotenciar algún dos aproveitamentos actualmente en explotación, sen permitir a implantación de novas instalacións hidroeléctricas que supoñan novos obstáculos transversais nos ríos[4]. Cómpre indicar que se está a espera de que o plan hidrolóxico da conca Galicia-Costa para o ciclo 2021-2027, en proceso de revisión a nivel estatal, sexa aprobado en consello de ministros mediante real decreto.

Por último, á Administración do Estado correspóndelle autorizar os aproveitamentos hidráulicos de bombeo para xeración de electricidade, tamén coñecidos como centrais reversibles, se a potencia a instalar é superior aos 50MW, se ben, ten un papel fundamental no proceso a consulta a Augas de Galicia para que poda acadarse a tramitación definitiva.

A enerxía obtida da biomasa, sobre todo para usos térmicos, é promovida coa política enerxética galega debido a importancia como recurso renovable que, ademais, pode permitir a posta en valor do monte galego, con todo o que leva aparellado de fixación de poboación no medio rural, creación de tecido industrial e prevención de incendios. En canto á planificación, foi importante a publicación no seu momento da Estratexia Galega de Biomasa

[3] En Galicia a outra conca importante é a do Miño-Sil, e tamén, no relacionado co entorno do río Eo, hai competencias da conca do Cantábrico. Estas dúas, polo seu carácter intercomunitario, non son de planificación autonómica, a xestión e organización corresponde aos seus órganos de goberno, que forman parte do Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (Confederación Hidrográfica Miño-Sil 2022; Confederación Hidrográfica del Cantábrico 2022).

[4] Este acordo supuxo un xiro na dinámica previa que se dera coa aprobación do Plan sectorial hidroeléctrico das Bacías Hidrográficas de Galicia Costa do ano 2001 (Augas de Galicia 2022b)

(INEGA 2015b), onde se establecían diferentes metas, como a de valorizar 275.000 T/ano de biomasa no horizonte de 2020, e está en elaboración a estratexia 2022-2027 (Xunta de Galicia 2022d). Na mesma liña, preséntase como un obxectivo o aproveitamento enerxético da biomasa dentro dos retos relacionados cos recursos naturais e o seu uso sostible da estratexia de especialización intelixente de Galicia RIS3 (Xunta de Galicia 2022l). Tamén se creou o observatorio galego da biomasa como unha ferramenta de comunicación dos avances técnicos, presentación de axudas para equipamentos e outras informacións relativas ás posibilidades da biomasa enerxética que apoien á súa promoción en Galicia (INEGA 2022g).

No que se refire á enerxía solar, aínda non tendo en moitas zonas de Galicia un recurso de calidade, tamén é de interese o seu fomento por parte das autoridades galegas dende a publicación do Programa de fomento da enerxía solar (INEGA 2002). O procedemento de autorización administrativa para instalacións fotovoltaicas de potencia que non supere os 50MW e estean dedicadas a xeración de electricidade para a súa venda correspóndelle a administración galega. Para elo séguense os requisitos e as fases habituais destes procedementos de xeración de xeito similar a outras tecnoloxías: presentación dun proxecto de execución, acreditar ter capacidade legal, técnica e económica e someter a información pública a solicitude de autorización administrativa (Xunta de Galicia 2022n).

No caso de instalacións fotovoltaicas para autoconsumo de enerxía eléctrica conectadas en baixa tensión e cunha potencia instalada menor a 100 kW, a lexislación de referencia é o *Real decreto 244/2019, do 5 de abril, polo que se regulan as condicións administrativas, técnicas e económicas do autoconsumo de enerxía eléctrica* (2019)[5]. No caso de proceder sen autorización administrativa tense que seguir un procedemento de rexistro como instalación de baixa tensión, e despois, en calquera caso, débese tramitar o rexistro de instalacións de autoconsumo (Xunta de Galicia 2022o; Xunta de Galicia 2022e).

Por último, tamén se fomentan por parte das autoridades galegas outras formas de aproveitamento térmico renovable ademais do solar, como é o caso da xeotermia e da aerotermia. Ao igual que con outras tecnoloxías renovables, o apoio dáse principalmente con axudas económicas, como se amosará máis adiante.

3.3. Eficiencia

Un dos eixos da política enerxética galega é a eficiencia e aforro de enerxía. A base normativa dos diferentes plans relacionados é a *Lei 7/2017, do 14 de decembro, de medidas de eficiencia enerxética e garantía de accesibilidade á enerxía eléctrica* (2017). Na mesma, establécese a necesidade de impulsar a eficiencia enerxética en todos os sectores e actividades, con criterios de sustentabilidade ambiental, social e económica; e tamén establecer mecanismos de cooperación e coordinación entre administracións no fomento do aforro e a eficiencia enerxética, así como apoiar a I+D+i nos ámbitos da eficiencia enerxética.

Entre as diferentes actuacións contempladas nos plans están a mellora da eficiencia enerxética na edificación, nas infraestruturas e servizos públicos. Un dos instrumentos regulatorios empregados é a certificación enerxética de edificios e o seu rexistro, como unha vía que incentiva aos propietarios para introducir melloras en eficiencia nas vivendas, xa que é un sinal máis do valor de mercado das mesmas (Xunta de Galicia 2022a). Para levar á práctica este instrumento requírese un rexistro, tal e como se establece no *Decreto 128/2016, do 25 de agosto, polo que se regula a certificación enerxética de edificios na Comunidade Autónoma de Galicia* (2016), polo que se regula a certificación enerxética de edificios na Comunidade Autónoma de Galicia. No referido a servizos públicos, as administracións públicas teñen que servir de exemplo cara á sociedade, neste senso púxose en práctica a Estratexia de Aforro e Eficiencia Enerxética no Sector Público Autonómico de Galicia 2015-2020 (INEGA 2015a).

A mellora da eficiencia enerxética das empresas é outro dos piares dos plans de eficiencia e aforro enerxético, co compromiso de avanzar na avaliación da mesma e, incidindo no que atinxe á intensidade enerxética. Para iso, segundo o *Real Decreto 56/2016, de 12 de febreiro* (2016), son importantes as auditorías enerxéticas e a súa comunicación. No caso galego correspóndelle ao Inega esa competencia referente a auditorías enerxéticas, acreditación de provedores de servizos e auditores enerxéticos, e promoción da eficiencia da subministración de enerxía (INEGA 2022a).

[5] Nel regulase o autoconsumo con calquera tecnoloxía, non só fotovoltaica

Un ámbito importante de actuación é a mellora da eficiencia no sector do transporte, incentivando a mobilidade sostible. As actuacións máis importantes tratan de renovar o parque móbil galego favorecendo tecnoloxías máis eficientes e tamén facilitar a integración de modalidades de transporte público colectivo para incrementar o seu uso.

3.4. Outras regulacións e planificacións

Outros eidos de actuación en materia enerxética tamén son contemplados na lexislación galega e nas actuacións das autoridades. Tal é o caso da redución dos niveis de pobreza enerxética en Galicia. Na *Lei 7/2017, do 14 de decembro, de medidas de eficiencia enerxética e garantía de accesibilidade á enerxía eléctrica* (2017) establécese o compromiso para que todos os fogares dispoñan da enerxía suficiente que lles posibilite unha vida digna e de calidade.

No referente aos combustibles fósiles o único plan salientable foi o Plan de gasificación de Galicia 2015-2020, co obxectivo de expandir o acceso ao gas natural ao 80 % da poboación e a un total de 63 polígonos industriais (Xunta de Galicia 2015). A administración galega ten certas competencias, como a de autorización de instalacións de distribución de produtos petrolíferos polo miúdo, tal e como se recolle no *Decreto 45/2015, do 26 de marzo, polo que se regula o procedemento integrado para a implantación de instalacións de distribución polo miúdo de produtos petrolíferos* (2015). No portal de catálogos elaborados pola Vicesecretaría xeral de apoio á empresa pódese atopar unha guía dos procedementos asociados á posta en marcha dunha estación de servizo, incluída a fase de rexistro (Xunta de Galicia 2021a). Efectivamente, existen outros procedementos relacionados con estes combustibles que tamén son competencia de organismos galegos, como as autorizacións de depósitos de GLP, de canalizacións de gas natural e instalacións de caldeiras.

Por último, cómpre sinalar que sempre que hai que realizar trámites ou procedementos ante unha administración unha das preocupacións dos cidadáns e das empresas é a necesaria comprensión sobre o que se lle solicita e a duración do proceso. Neste senso, no ámbito normativo aprobouse a *Lei 9/2021, do 25 de febrero, de simplificación administrativa e de apoio á reactivación económica de Galicia* (2021), na procura de ofrecer procedementos administrativos ben definidos e que sexan áxiles en canto ao tempo de tramitación[6].

4. Instrumentos económicos

Esta tipoloxía de instrumentos, baséase no establecemento de incentivos económicos que afecten ou ben aos custes ou ben aos ingresos dos destinatarios, e así tentar modificar os seus comportamentos, neste caso relacionados coa enerxía. Neste apartado, presentáranse algúns impostos autonómicos que afectan ao sector enerxético e tamén unha síntese das axudas que a administración galega outorga para promover usos, tecnoloxías e comportamentos no eido enerxético.

4.1. Impostos

En Galicia existen na actualidade catro impostos propios establecidos por lexislación autonómica, de carácter indirecto e natureza ambiental, que afectan a actividades de produción e transformación de enerxía. Concretamente son: o imposto sobre a contaminación atmosférica, o imposto sobre o dano medioambiental por usos e aproveitamentos das augas encoradas, o canon eólico e o canon da auga.

Na *Lei 12/1995, do 29 de decembro, do imposto sobre a contaminación atmosférica* (1995), estableceuse o imposto sobre a contaminación atmosférica. O fin do mesmo é conseguir que as empresas afectadas adopten, nun curto prazo, as medidas necesarias para diminuír substancialmente as emisións obxecto do imposto. A base impoñible consiste na cantidade de substancias contaminantes emitidas, que inclúen compostos osixenados de xofre e compostos osixenados de nitróxeno. O tipo de gravame é progresivo segundo unha escala que parte

[6] Esta Lei é de aplicación xeral, non só no que afecta aos diferentes procedementos relacionados con cuestións enerxéticas.

de cero euros por tonelada para os pequenos emisores que non chegan ás 100 Tm emitidas, até acadar os 200 €/Tm por cada Tm por riba do nivel de 80.000 Tm, que sería a situación de grandes emisores. A afectación da recadación é o financiamento de actuacións en materia de protección medioambiental e conservación dos recursos naturais de Galicia. Os detalles da operativa do imposto poden consultarse na Axencia Tributaria de Galicia (Atriga 2022).

O imposto sobre o dano medioambiental por usos e aproveitamentos das augas encoradas foi definido na *Lei 15/2008, do 19 de decembro, do imposto sobre o dano medioambiental causado por determinados usos e aproveitamentos da auga encorada* (2008). O fin xeral do mesmo é contribuír a preservar o patrimonio fluvial de Galicia, por ser un recurso de interese prioritario. Trátase de paliar os efectos negativos dos encoros que supoñen custes para a colectividade, facendo que tais custes sexan afrontados polos seus xeradores. A base impoñible é a capacidade volumétrica máxima do encoro medida en hm^3, por entender que aproxima o impacto ambiental de xeito proporcional. O gravame do imposto gradúase en función da alteración provocada, considerando o salto bruto como factor chave, e a potencia instalada, como factor minorador da cota polo aproveitamento enerxético obtido ante un mesmo impacto negativo. O tipo de gravame é aplicado trimestralmente, sendo de 800 €/hm^3, o resultado é multiplicado por un coeficiente que aumenta a medida que o salto bruto medido en metros sexa maior e se reduce a medida que sexa maior a potencia instalada medida en MW. A afectación do recadado é reparar danos ambientais. Os detalles do funcionamento do imposto figuran en ATRIGA (2022b).

Na *Lei 8/2009, do 22 de decembro* (2009), xa citada anteriormente, incorporase a figura do canon eólico de Galicia. Este tributo pretende protexer o medio ambiente, estimular a incorporación das novas tecnoloxías nos aeroxeradores e minorar o número destes, compensando os custes ambientais motivados pola súa presenza nun territorio mediante a creación dun fondo de compensación. A base impoñible é a suma de unidades de aeroxeradores existentes nun parque eólico. O tipo de gravame para determinar a cota tributaria é fixo por aeroxerador en función do tramo por número de unidades no que se sitúe o parque na escala do canon. O tipo de gravame aumenta a medida que a escala inclúe un maior número de aeroxeradores. Así, os parques que dispoñan entre 1 e 3 aeroxeradores aplican un gravame de 0 euros por aeroxerador, e no outro extremo, os parques cun número de unidades superior a 15 teñen que aboar 5.900 € por cada aeroxerador. A documentación completa da normativa e procedementos asociados figuran na páxina web da ATRIGA (ATRIGA 2022a).

No Cadro 6.2 amósase a recadación destes tres impostos que figura na contabilidade da Xunta de Galicia (Xunta de Galicia 2022h). Destaca a recadación do canon eólico, que é o dobre que a do imposto relativo á auga encorada, e entre estes dous suman do 90 % ao 97 % do total dos tres. Os ingresos dos tres diminúen no período, aínda que é claramente o imposto sobre a contaminación atmosférica o de maior caída de recadación, cunha variación do -76,8 % entre o ano 2016 e o ano 2021. Este dato ben motivado pola redución de produción eléctrica de orixe térmico con carbón. O resto de tributos recadan algo menos, se ben no caso do dano ambiental da auga encorada, segue un comportamento irregular, posiblemente polos peches de exercicio e a contabilización dos dereitos recoñecidos en diferentes momentos ao devengo. O canon eólico reduce lixeiramente a recadación, nun 4 %, debido a unha redución no número de aeroxeradores por procesos de repotenciamento.

Cadro 6.2: Impostos indirectos, tributos propios autonómicos relacionados coa enerxía. Dereitos recoñecidos netos do exercicio (dereitos recoñecidos netos ata decembro). Fonte: elaboración propia a partir de Xunta de Galicia (2022h)

Imposto	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Contaminación atmosférica	3.890.812,33	4.059.340,13	3.541.332,28	2.011.437,77	1.154.489,11	942.422,60
Dano ambiental auga encorada	13.980.247,59	11.833.235,21	11.417.486,47	11.389.645,38	13.411.255,32	11.071.581,93
Canon eólico	23.062.774,20	22.578.357,56	22.751.397,10	22.844.981,57	22.323.963,33	22.142.071,89
Total	**40.933.834,12**	**38.470.932,90**	**37.710.215,85**	**36.246.064,72**	**36.889.707,76**	**34.156.076,42**
Porcentaxe sobre indirectos	1,27 %	1,16 %	1,09 %	1,07 %	1,08 %	1,02 %
Porcentaxe sobre impostos	0,75 %	0,68 %	0,64 %	0,61 %	0,60 %	0,56 %

En canto á incidencia nas contas públicas, a recadación destes tres impostos supón algo máis do 1 % do total obtido por impostos indirectos pola administración galega. A participación media nestes anos foi dun 1,1 %, cunha tendencia descendente dende o 1,27 % en 2016 até o 1,02 % en 2021. Se a avaliación se fai fronte ao conxunto de impostos reflexados nas

contas públicas, incluíndo os de carácter directo, tamén se vería esa evolución descendente, dende o 0,75 % do total até un 0,56 %. Esta dinámica de perda de peso explícase porque ademais de baixar a recadación desta tipoloxía de impostos ambientais, principalmente o de contaminación atmosférica, dáse en paralelo un incremento noutros impostos tanto indirectos como directos nese período.

O canon da auga é de aplicación xeral para diversos usos deste recurso natural, dende domésticos a industriais. A *Lei 9/2010, do 4 de novembro, de Augas de Galicia* (2010) incorpora esta figura impositiva no seu capítulo II, e na súa subsección terceira establece a cuantificación do canon para usos específicos, nos que se inclúen as explotacións hidroeléctricas no artigo 57. O fin xeral do canon é a consideración dos custes ambientais polo uso da auga. Neste caso, a cota ten unha parte fixa por contribuínte e mes, e unha parte variable que é o resultado de aplicar un tipo de gravame sobre a base impoñible que é a produción eléctrica medida en kWh, e no caso das instalacións de bombeo tamén se consideran os m^3 bombeados para fixar a cota final. Concretamente, segundo se establece na *Lei 1/2022, do 12 de xullo, de mellora da xestión do ciclo integral da auga* (2022), os tipos de gravame serán:

1. Para os usos da auga para a produción hidroeléctrica mediante o seu turbinado directo: 0,00041 €/kWh.
2. Nas instalacións hidroeléctricas de bombeo aplicarase 0,000103 €/m^3 de auga bombeado desde o dominio público hidráulico cara aos encoros.

Hai máis impostos indirectos que afrontan os consumidores e as empresas en Galicia relacionados coa enerxía, pero neste caso son de competencia estatal, como xa se sinalou ao analizar os mercados enerxéticos. En todo caso, a administración galega recibe achegas deste tipo de impostos. Así é o caso dos impostos especiais sobre hidrocarburos, nos que hai establecida unha participación autonómica, ou da recadación polo imposto especial á electricidade que se destina íntegra ás comunidades autónomas (EC 2022b).

Outros ingresos da administración galega relacionados coa enerxía, como son os prezos, as sancións ou as taxas nos procedementos de autorización, non teñen ese carácter incentivador, nin unha gran significación recadadora para responder a iniciativas de política de enerxética.

4.2. Axudas

O outro grupo de instrumentos económicos para tratar de influír nos comportamentos enerxéticos de fogares e empresas son as axudas económicas. Existen diferentes canles de acceso á distintas liñas de axuda en Galicia.

Dada a súa natureza é de interese analizar as actuacións do Instituto Enerxético de Galicia, xa que é referente nestas políticas, como figura nas súas funcións, que recollen por unha banda a execución de plans e programas aprobados pola consellería competente en materia de enerxía e, tamén, impulsar e xestionar incentivos para a implantación de proxectos de enerxías renovables e de eficiencia enerxética. Concretamente, estudáranse os saldos de obrigas recoñecidas do exercicio 2021 que figuran na conta xeral dedicada a axencias públicas (Xunta de Galicia 2022b). Tres grandes áreas absorberon os case 27,6 millóns de euros destinados ás diferentes convocatorias xestionadas polo Inega, que foron: a promoción de enerxías renovables, cun 50 % do total de recursos, accións dentro do plan de aforro e eficiencia, que supuxeron un 42,5 %, e apoios á mobilidade que sumaron o 7,5 % restante. No Cadro 6.3 amósase o reparto económico expresado en euros das accións desenvolvidas en cada área.

Na análise por área, dentro da promoción ás enerxías renovables destaca que as enerxías renovables eléctricas absorberon o 60 % destas axudas fronte a un 40 % de recursos para enerxías renovables térmicas. A enerxía renovable fotovoltaica foi a que recibiu máis apoio económico, con algo máis de 5,5 millóns de euros en axudas específicas, o que supón un 42 % do conxunto da área, importe ao que habería que sumar as posibles instalacións desta tecnoloxía acollidas a apoios dentro das renovables eléctricas do sector primario. Dentro das enerxías térmicas, a partida máis importante é a promoción do emprego de biomasa, que acadou especificamente uns 3,6 millóns de euros, e tamén destaca no conxunto, ao ser a segunda opción enerxética máis apoiada, ao absorber o 27 % dos recursos da área de renovables.

Cadro 6.3: Fonte: Elaboración propia a partir de Xunta de Galicia (2022b)

Enerxías renovables		Aforro e eficiencia enerxética		Mobilidade	
Solar fotovoltaica	5.581.112,47	Sector primario	85.856,05	Vehículo eléctrico	1.631.800,00
R. Eléctricas Sector primario	2.453.666,04	Sector industrial	476.932,19	Vehículos. GLP ou gas natural	27.000,00
Xeotermia	602.134,54	Sector servizos	390.841,93	Sistemas recarga rápida e ultra	90.931,11
Biomasa	3.611.342,02	Bono Enerxía PEME	3.073.871,38	Outros sistemas de recarga	253.394,13
Aerotermia	788.958,95	Universidades	4.315.169,59	Medidas mobilidade	1.506,81
Solar térmica	62.656,53	Renovación Electrodomésticos	2.997:327,68		
R. Térmicas Sector primario	240.833,57	Bono social térmico	14.352,60		
Total	**13.340.704,12**	**Total**	**11.354.351,42**	**Total**	**2.004.632,05**

O reparto das axudas para a eficiencia e aforro enerxético reflicte unha importante achega de recursos ao sistema universitario galego para proxectos integrais neste eido. Tamén é salientable o volume de subvencións do bono enerxía PEME para proxectos de mellora enerxética, dirixido a autónomos e pemes con actividade de comercio, hostalaría ou artístico-recreativas. No caso dos fogares, destináronse case 3 millóns de euros á renovación de electrodomésticos, significando máis do 26 % dos recursos da área de eficiencia e aforro. Nesta área de acción de axudas tamén figura o bono social térmico para paliar a pobreza en consumidores vulnerables, a cantidade en termos de obrigas recoñecidas é baixa, menos de 15.000 €, se temos en conta que no ano 2020 o orzamento para esta iniciativa foi de 6,3 millóns de euros (INEGA 2020b).

No eido da mobilidade, a aposta clara é a mobilidade eléctrica. Destacan as axudas á adquisición de vehículos eléctricos, que acadan máis do 80 % das axudas desta área, con máis de 1,6 millóns, e tamén, como complemento, diferentes liñas de apoio á instalación de puntos de recarga.

Por nivel administrativo, a orixe dos fondos para as axudas repártese entre fondos europeos, estatais e autonómicos. No caso dos fondos europeos, suman algo máis do 41 % do total, sendo a orixe o programa operativo FEDER Galicia 2014-2020. A nivel estatal a contribución é do 9 % do total das axudas procedente de apoios á mobilidade co programa MOVES, dos importes do bono térmico do MITERD e tamén de achegas para eficiencia en pemes e gran empresa industrial. O restante 50 % de axudas foi con cargo directo a fondos autonómicos.

Á marxe das achegas anteriores, segundo consta na información contable do Inega, tamén ofrecéronse apoios a iniciativas singulares, como, por exemplo, actuacións enerxéticas en centros públicos. O importe dos apoios neste apartado superou os dous millóns de euros, destinando algo máis do 70 % a accións relacionadas con aproveitamentos enerxéticos da biomasa.

Non só o Inega conta con liñas de axuda vencelladas a actuacións cun compoñente enerxético, hai apoios adicionais a través de diferentes consellerías, axencias e institutos cos seus correspondentes plans e subvencións. Destacan os apoios do Instituto Galego de Vivenda e Solo baseados nos fondos de rehabilitación de fogares, que permiten actuar para mellorar a eficiencia enerxética de edificacións. Así, para o presente exercicio, segundo a convocatoria por *Resolución do 18 de febreiro de 2022, Programa de axuda ás actuacións de mellora da eficiencia enerxética en vivendas* (2022), activouse o Programa de axuda ás actuacións de mellora da eficiencia enerxética en vivendas do Plan de recuperación, transformación e resiliencia financiado pola Unión Europea-NextGenerationEU. O importe de achegas está preto dos 3 millóns de euros, cunha previsión de case 10,5 millóns para o exercicio 2023. Na sede electrónica da Xunta de Galicia poden consultarse os programas abertos e pechados recentemente relacionados coa eficiencia enerxética (Xunta de Galicia 2022p).

Noutras planificacións sectoriais, como se apuntou, teñen cabida actuacións no ámbito enerxético. Así se recolle, por exemplo, no Plan de Desenvolvemento Rural de Galicia 2014-20, dentro da medida 7, o apoio aos investimentos na creación, mellora ou ampliación de todo tipo de pequenas infraestruturas, incluíndo os investimentos en enerxías renovables e aforro de enerxía (Xunta de Galicia 2022g).

No exercicio en curso de 2022, as actuacións mediante incentivos económicos no eido enerxético amósanse na previsión xeral publicada por parte das autoridades de política

enerxética e no índice de subvencións específicas do Inega para este ano (INEGA 2022i). Tamén, como orientación para as empresas e fogares, dende o Inega preséntase un mapa de apoios en enerxía para o exercicio 2022 (INEGA 2022e). Destaca a presenza de apoios relacionados coa innovación enerxética, en particular a proxectos de aplicación de hidróxeno de orixe renovable ou a economía circular no marco dun plan de gasificación verde de Galicia.

Pola súa natureza, de cara a actuacións futuras, pode ter importancia, polo significativo importe que pode achegar, o Fondo de Transición Xusta, un mecanismo europeo que ten por obxecto a xeración dun impacto económico e social positivo nas zonas afectadas pola denominada transición enerxética, que no caso de Galicia correspóndense coa provincia da Coruña, polo peche de centrais térmicas, prestando apoio aos territorios e aos traballadores afectados.

O Instituto Galego de Promoción Económica, mediante *Resolución do 2 de xuño de 2022* (2022), abriu un proceso de manifestación de interese dirixido a grandes empresas para que propoñan proxectos tractores nos territorios de transición xusta como un requisito previo para optar ás axudas. O número de propostas preseleccionadas pola administración galega foi de 36, destacando en número as relacionadas coa enerxía, que suman dous terzos do total. Disporase de 111 millóns de euros para o impulso dos proxectos, e a administración galega agarda a achega destes fondos europeos dende o Estado, para realizar a convocatoria de axudas, na que ademais das empresas grandes preseleccionadas poden participar pemes (Xunta de Galicia 2022m).

5. Outros instrumentos

Ademais dos instrumentos de política enerxética presentados, cómpre incidir en que hai outras ferramentas que poden empregar as autoridades enerxéticas na procura dos obxectivos marcados. Poden ser importantes accións máis cualitativas, como as campañas de información e concienciación. A creación de espazos específicos para debater e propoñer accións de política enerxética en base á participación de axentes implicados e co rigor técnico, xurídico e económico necesario, como o caso xa presentado do Observatorio da Eólica Mariña, posibilita a participación cidadá non só en procedementos regulados con información pública como os de autorización administrativa, senón tamén no deseño de plans e de accións políticas. Neste eido, na fase preliminar de elaboración de diferentes estratexias, estivo aberta a participación con suxestións por parte de empresas, colectivos ou cidadáns. Por exemplo, coa consulta pública en relación coas accións e medidas a incluír na Axenda enerxética de Galicia 2030 (INEGA 2021b)

Outro mecanismo interesante para anticipar e avanzar en liñas de acción de política enerxética son os procedementos de manifestación de interese en potenciais usos e proxectos, como no caso das propostas comentadas para optar ao Fondo de transición xusta. Neste eido, púxose en marcha un proceso de manifestación de interese no desenvolvemento de proxectos relacionados coa cadea de valor do hidróxeno de orixe renovable con aplicación en Galicia, convidando a empresas, clústeres, asociacións e entidades públicas para que amosasen o seu interese (INEGA 2021c).

A política enerxética abrangue tamén un compoñente máis "político", consistente no establecemento das canles de diálogo con outras administracións públicas, coas empresas, coas organizacións sociais, cos cidadáns para acadar do mellor xeito posible os obxectivos enerxéticos. Neste eido, a comunicación con outras administracións como a estatal, ou, de ser o caso, tamén as de nivel europeo, pode ser decisiva para a ordenación dos recursos, a planificación de infraestruturas e o coñecemento das liñas de axuda ás que pode optar Galicia, entre outros asuntos. A interacción coas empresas tamén pode ser de interese para consensuar e guiar accións comúns, como levar a práctica determinados investimentos. No caso das organizacións sociais, o diálogo permite considerar tamén puntos de vista alternativos, comprender os impactos positivos e negativos de determinadas accións, ou o nivel de eficiencia das mesmas dende a percepción destas organizacións. No caso dos cidadáns, é importante a comprensión das diferentes accións de política enerxética, con información transparente que amose os beneficios das mesmas e os custes asociados, de xeito que non só poidan avaliar esas accións senón tamén guiar decisións propias como poidan ser as de consumo.

Capítulo 7

Perspectivas de futuro

1. A transición enerxética en Galicia

A transición enerxética en Galicia está chamada a ter un impacto relevante na súa economía.

A aposta polas enerxías renovables vai permitir una maior independencia enerxética, aínda que vai precisar do avance no deseño de tecnoloxías de almacenamento de enerxía que fagan posible o funcionamento e o equilibrio do sistema eléctrico (CE, 2022). O hidróxeno semella ser unha desas opcións tecnolóxicas, e Galicia ten potencialidade para a súa explotación.

Como rexión produtora e transformadora de enerxía, Galicia ten recursos naturais e coñecemento acumulado para afrontar este camiño (INEGA, 2022).

O proceso de transición enerxética vai dar lugar a un novo ecosistema enerxético. Así, as tecnoloxías que empregan recursos fósiles van ir sendo desprazadas por tecnoloxías baseadas en fontes enerxéticas renovables. O cumprimento do período temporal de vida útil das plantas tecnolóxicas convencionais, unido a peches acelerados provocados por motivos económicos, deberían afianzar o perfil tecnolóxico e enerxético galego hacia o liderado renovable (INEGA, 2022).

A localización xeográfica de Galicia, porta marítima atlántica europea, pode xogar un papel importante no mercado do gas natural licuado e do futuro mercado do hidróxeno, nos biocombustibles e na construción marítima vinculada coas enerxías renovables mariñas.

A transición enerxética precisa dunha planificación integrada das infraestruturas: as distintas redes (gasodutos, rede eléctrica, oleodutos) deben de ser incluídas no deseño global enerxético estatal e europeo. É preciso que a planificación enerxética sexa de tipo transversal e transnacional para que se garanta así o uso eficiente dos recursos dispoñíbeis.

A maior presenza de enerxías renovables no *mix* enerxético vai conducir a unha necesaria electrificación da economía e do transporte. Isto vai permitir á súa vez a integración da electricidade xerada pola maior implantación deste tipo de tecnoloxías. Neste contexto integraríase a aposta pola mobilidade eléctrica, malia que nos últimos tempos semella existir certo parón no desenvolvemento e implantación deste tipo de mobilidade a nivel galego e estatal, en contraste con outros Estados membros europeos do norte nos que si que hai unha maior implantación destes vehículos.

O contexto actual é complexo. A guerra provocada pola invasión rusa da Ucraína, a suba dos prezos enerxéticos e da electricidade que finalmente conduce a uns niveis elevados de inflación en toda a Unión Europea e o paseniño ritmo da recuperación económica tra-la pandemia provocada polo COVID-19 están a facer dubidar á sociedade europea sobre a necesidade e idoneidade de acometer este proceso de transición enerxética. Sen embargo, estas mesmas dificultades remarcan a importancia da aposta por mellorar a independencia enerxética, un proceso que comezou na última década do século pasado. Os máis de trinta anos de desenvolvemento e implantación das enerxías renovables falan positivamente en termos de resultados: redución do consumo de combustibles fósiles na xeración de electricidade polo incremento da participación das renovables no *mix*, chegando actualmente ao 60-70 % do *mix* en Galicia, cos conseguintes aforros tanto en emisións de gases de efecto invernadoiro como en recursos destinados á importación de recursos fósiles.

Sería preciso, así mesmo, deseñar como quere Galicia no futuro facer uso do seu potencial enerxético. Principalmente, o enfoque pode ser o de planificar o parque de xeración para cubrir as súas necesidades -xa cuberto na actualidade, e con excedente incorporado á rede estatal- ou ben apostar por ser rexión xeradora de electricidade do Estado. Se se opta por esta segunda proposta deberían, entón cómpre definir os obxectivos a cubrir e os límites a non superar en termos de potencia instalada e de superficie do territorio dedicada á actividade enerxética, xunto coa estimación clara do retorno económico en forma de rendas que se xerarían no territorio e a súa distribución entre os implicados.

2. A opción das comunidades enerxéticas

Ao longo dos últimos anos as comunidades enerxéticas téñense convertido en opcións interesantes para potenciar o autoconsumo, o almacenamento e a aposta pola produción de electricidade vía renovables. Permiten o agrupamento de consumidores para a xeración conxunta de electricidade empregando enerxías renovables.

As liñas de apoio que presentou a Xunta de Galicia a finais de 2021 estaban encamiñadas ao impulso das instalacións para autoconsumo e para o almacenamento, cun investimento de 31,3M€. Trátase de axudas de concorrencia non competitiva e financiadas a través do Plan de Recuperación, Transformación e Resiliencia, que pretenden mobilizar un total de 88M€ e favorecer así aforros nas facturas anuais de ata 9,6M€.

As comunidades enerxéticas están chamadas a levar a cabo distintas actividades como a de producir, almacenar, consumir, vender ou incluso compartir enerxía, segundo indica o IDAE. Entre as accións máis relevantes estarían as de facilitar o aforro económico a través do autoconsumo e da xeración distribuída, o que impacta positivamente nas familias (axudando a reducir a pobreza enerxética) e na economía local grazas á xeración de emprego, ao empoderamento cidadán, ao fortalecemento do tecido comunitario ou ao reinvestimento dos beneficios derivados na propia comunidade, ademais de aumentar a competencia na industria. Deste xeito dinamizan a loita contra o cambio climático e contra a pobreza enerxética, ademais de ser un vector de promoción de melloras sociais na comunidade.

Estas Comunidades de Enerxías Renovables defínense no Real Decreto-lei 23/2020, do 23 de xuño, como "entidades xurídicas baseadas na participación aberta e voluntaria, autónomas e efectivamente controladas por socios ou membros que están situados nas proximidades dos proxectos de enerxías renovables que sexan propiedade das devanditas entidades xurídicas e que estas desenvolvesen, cuxos socios ou membros sexan persoas físicas, pemes ou autoridades locais, incluídos os municipios e cuxa finalidade primordial sexa proporcionar beneficios ambientais, económicos ou sociais aos seus socios ou membros ou ás zonas locais onde operan, en lugar de ganancias financeiras".

Os propietarios das Comunidades Enerxéticas poden ser empresas, cidadáns ou entidades da Administración Local que exercen a planificación, a dirección e o control, e se caracteriza pola toma de decisións conxunta segundo un estilo de gobernanza democrática baseado na propia autonomía da Comunidade Enerxética. Os resultados económicos ou beneficios derivados desta actividade teñen como principal destino á comunidade local, promocionando e proporcionando servizos e actividades en beneficio da cidadanía. As formas xurídicas a empregar para as Comunidades Enerxéticas son variadas e non están limitadas á forma xurídica de cooperativa.

Deste xeito, como sinala o IDAE na súa páxina web, as vantaxes para a poboación son diversas, como a do acceso xusto a recursos locais de enerxía renovable e de mobilidade, facilitar a toma de conciencia en relación co consumo enerxético, a afectación da dependencia enerxética dos combustibles fósiles e as posibilidades e beneficios do autoconsumo de enerxía, dinamizar o investimento en enerxía renovable na cidadanía e na economía local, integración das enerxías renovables no sistema eléctrico ou a obtención de beneficios ambientais (redución de emisións derivada do uso das renovables) e sociais, entre outros (creación de emprego, dinamización da economía local, etc.).

Na normativa europea atópanse referencias aos conceptos de comunidades enerxéticas:

- Comunidade Cidadá de Enerxía, CCE (Directiva UE 2019 / 944, sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade, Art. 16).
- Comunidade de Enerxía Renovable, CER (Directiva UE 2018 / 2001, fomento uso de enerxía procedente de fontes renovables, Art. 22).

Entre as principais actividades que se desenvolven nunha Comunidade de Enerxía Renovable estarían:

- Prestación de servizos relacionados coa eficiencia enerxética (como renovacións de edificios) e con outros servizos como a recarga de vehículos eléctricos.

- Xeración de enerxía de orixe renovable.
- Fornecemento, consumo, almacenamento e distribución potencial de enerxía.

2.1. Programa CE-IMPLEMENTA (IDAE-MITECO)

A liña CE-IMPLEMENTA forma parte do paquete de axudas ás comunidades enerxéticas, dotado con 100 millóns e integrado no compoñente 7 do Plan de Recuperación, Transformación e Resiliencia "Despregue e integración de enerxías renovables". De igual xeito, forma parte do PERTE-ERHA, que pretende mobilizar un investimento superior aos 16.300 millóns para reforzar o liderado de España no campo das enerxías limpas.

Dentro desta liña, o programa CE-IMPLEMENTA está dotado inicialmente con 40 millóns de euros. Na primeira convocatoria, financiada con 10 millóns, seleccionáronse 45 proxectos dun total de 60, cunha axuda de 7,7 millóns. A segunda convocatoria está dotada con 30 millóns dirixida a proxectos que superen o millón de euros. O Instituto para a Diversificación e Aforro da Enerxía (IDAE) é o encargado de xestionar as axudas das distintas convocatorias. Nesta segunda, as axudas cobren ata o 60 % dos custos subvencionables do proxecto e son outorgadas en réxime de concorrencia competitiva.

Neste sentido, en xuño de 2022 o MITECO resolveu esta segunda convocatoria de axudas do programa CE-IMPLEMENTA, neste caso para proxectos piloto de comunidades enerxéticas coa que promover a innovación social e a participación cidadá en materia de renovables, eficiencia enerxética ou mobilidade eléctrica. En total beneficiaranse dun total de 14,7 millóns de euros os 45 proxectos de pequena dimensión que suman en total 230 actuacións en 14 comunidades autónomas. Implicarán a máis de 2.600 persoas e o 85 % presentan como socios dos proxectos a persoas físicas, pemes e entidades locais, e o 16 % dos mesmos pretende reducir a pobreza enerxética tratando de incluír a consumidores/as vulnerables entre os seus socios.

Por Comunidades Autónomas, a que máis proxectos conseguiu foi Cataluña, co 22 % dos proxectos totais, seguida polo País Vasco co 18 % e Andalucía, co 9 %. Galicia, como Madrid, a Comunitat Valenciana e Illes Balears, conseguiu un 5 %.

Máis da metade dos seleccionados son multicompoñentes, con actuacións que inclúen polo menos dous tipos de tecnoloxía. Predominan os proxectos relacionados coas enerxías renovables eléctricas, a mobilidade sostible e a xestión da demanda. Tamén se presentaron iniciativas relacionadas coas enerxías renovables térmicas e a eficiencia enerxética, para a mellora da envolvente térmica.

2.2. Proxectos galegos: Comunidades Enerxéticas seleccionadas na segunda convocatoria da liña CE-IMPLEMENTA

Dous foron os proxectos galegos seleccionados nesta segunda convocatoria de axudas da liña CE-IMPLEMENTA (IDAE, 2022)[1].

O proxecto MARELUZ 1, da Asociación Arousa en Transición, consiste nunha primeira cela de autoconsumo compartido. Ademais de xeración de enerxía, proponse a xestión da mesma e un cargador público para vehículos eléctricos. Engloba a 31 membros. Como factores transformadores adicionais estarían o da proximidade (con socios nun radio de 25 quilómetros de actuación) ou os consumidores vulnerables como socios ou membros, entre outros.

O segundo proxecto, da Comunidade Enerxética de Camposancos, consiste na creación, no desenvolvemento e na posta en marcha da comunidade enerxética de Camposancos, cunha instalación fotovoltaica (100 KW) e eólica e coa instalación dun punto de recarga para vehículos eléctricos. Forman parte desta iniciativa un total de 5 membros e entre os factores transformadores adicionais están o da proximidade (socios nun radio de 25 quilómetros de actuación) e plans de igualdade de xénero como parte do sistema de gobernanza interno.

[1] sede.idae.gob.es

2.3. Outras Comunidades Enerxéticas en Galicia

Os comuneiros da comunidade de montes de Tameiga (Mos, Pontevedra) apostaron pola instalación de paneis fotovoltaicos para autoconsumo, que están situados tanto no centro social como en dúas naves do polígono industrial que xestiona a comunidade de montes. Baixo a asesoría da cooperativa Nosa Enerxía optaron por un investimento en potencia de 225 kilowatios que poden chegar a unha produción de 300MW/h ao ano. Coa iniciativa buscan reducir a factura derivada do consumo eléctrico a través do autoconsumo, ademais de contribuír á concienciación positiva deste tipo de iniciativas tamén nos fogares.

Por último, en canto a outros proxectos futuros, A Deputación Provincial de Ourense vén de contratar coa cooperativa de orixe valenciano Sapiens Energía a asistencia técnica para a redacción do proxecto de posta en marcha de 12 Comunidades Enerxéticas de carácter local nos concellos ourensáns de Riós, A Gudiña, Peroxa, Muiños, Carballeda de Avia, Larouco, San Xoan de Río, Maceda, San Amaro, Os Blancos, A Merca e Montederramo. A estes proxectos únese o de Moaña Solar, no concello de Moaña (Pontevedra).

3. Fondos Europeos Next Generation

O fondo europeo de recuperación "Next Generation EU", aprobado no mes de xullo de 2020 polo Consello Europeo, garante unha resposta europea coordinada cos Estados Membros coa que afrontar as consecuencias económicas e sociais derivadas da pandemia provocada polo COVID-19. Mediante as convocatorias procédese a anunciar públicamente as licitacións, axudas e subvencións das que se poden beneficiar tanto empresas (grandes e pemes), autónomos e cidadáns, dentro do Plan de Recuperación europeo[2].

No ámbito da enerxía, os investimentos en novas tecnoloxías, en renovables e en dispositivos técnicos permiten melloras en eficiencia e aforro enerxético, o que conduce a menores facturas e menores custos derivados do consumo enerxético. Así mesmo, investimentos enerxéticos destinados ao autoconsumo permiten incorporar á cidadanía e ás comunidades locais na xestión enerxética e na mellora da dimensión de dependencia enerxética, facilitando o abandono dos combustibles fósiles. Adicionalmente, se o investimento está vinculado con tecnoloxías con niveis baixos de emisións contaminantes e/ou de dióxido de carbono se estará logrando loitar contra o cambio climático e aliñarse cos obxectivos do Acordo de París e da propia Comisión Europea, que quere unha economía neutra en emisións en 2050.

O Plan de Recuperación, Transformación e Resiliencia (PRTR) do Goberno alcanza unha mobilización de en torno aos 140.000 millóns de euros, e permite acceder aos fondos Next Generation, que son repartidos en forma de subvencións polas comunidades autónomas, e que estarán vixentes ate o 31 de decembro de 2023. Esta partida suma un total de 70.000 millóns de euros a partir de transferencias do Mecanismo de Recuperación e Resiliencia europeo e concentra os investimentos e as reformas necesarias para dar un impulso forte á recuperación da economía. Establécese ademais fondos adicionais para potenciar outros fondos e programas europeos, como son o Fondo Europeo Agrario de Desenvolvemento Rural (FEADER) e o Fondo de Transición Xusta (FTX). Deste xeito o Estado percibirá 720 millóns de euros adicionais para o FEADER e 450 millóns de euros para o FTX[3].

Posteriormente, a partir de 2024, prevese un acceso a créditos para poder financiar instrumentos de carácter financeiro e a continuación das accións e programas iniciados e desenvolvidos dentro do marco dos Next Generation-EU.

Os proxectos que van liderar as futuras actuacións e que poden vincularse coa actividade económica e industrial galega estarán en liña co sector da automoción co vehículo eléctrico, o sector enerxético coa dinamización das enerxías renovables, do hidróxeno verde ou do almacenamento de enerxía, así como cos sectores aeroespacial ou co agroalimentario (Xunta de Galicia, 2021).

[2] planderecuperacion.gob.es
[3] www.hacienda.gob.es

3.1. Cifras da Estratexia Galega Next Generation EU

A "Estratexia Galega Next Generation-EU" (en diante, a "Estratexia") (Xunta de Galicia, 2021) pon o foco no crecemento económico da comunidade autónoma, no benestar da poboación, e especialización rexional e a competitividade nos mercados. Os investimentos estimados suman un total de 19.700 millóns de euros para un total de 355 proxectos definidos na Estratexia, 248 liderados por iniciativa de 99 organismos públicos (administracións públicas, organismos e empresas dependentes) e 107 propostos por 75 empresas privadas.

Mentres que a iniciativa privada alcanza un orzamento total de 12.871 millóns de euros, os proxectos con iniciativa pública están chamados a mobilizar en torno aos 6.900 millóns de euros en investimentos. As bases destes proxectos descansan sobre o impacto nas cadeas de valor xunto coa dinamización da colaboración público-privada. O efecto positivo destes dous elementos garante o impacto sobre os axentes implicados e sobre o conxunto da economía a través do efecto multiplicador dos investimentos sobre os sectores produtivos da rexión. Os obxectivos derivados desta mobilización de recursos son a modernización da prestación dos servizos públicos, o posicionamento da empresa privada como factor de cambio e competitividade, e a dinamización da creación de emprego público e privado

O reparto das estimacións dos investimentos nos proxectos das distintas cadeas de valor é o seguinte:

- A cadea de valor de "Economía circular e transición enerxética" presenta o maior número de proxectos sobre o total (36 %; 128 proxectos).
- Séguea a de "Mar-industria, Agroalimentatia e crecemento cohesionado" (19 %; 69 proxectos).
- A terceira cadea de valor con maior reparto sería a de "Sanidade e modos de vida saudable, nova economía dos coidados" (17 %; 61 proxectos).
- A cadea de valor de "Hubs de innovación, industria 4.0. e TICS" suma o 17 % con 60 proxectos.
- Finalmente, a cadea de valor de "Mobilidade sustentable" suma un 10 % do total dos proxectos, con 37 propostas.

Todos os proxectos presentados teñen unha vinculación clara cos Obxectivos de Desenvolvemento Sustentable (ODS). A continuación preséntase a relación do 84 % dos proxectos cos principais ODS referenciados. Así, do total:

- O 33 % dos proxectos están en liña co obxectivo ODS 7 "Enerxía asequible e non contaminante".
- O 29 % deles desenvolven accións en relación co ODS 9 "Industria, Innovación e infraestruturas".
- O 7 % dos proxectos teñen vinculación co ODS 15 "Vida e ecosistemas terrestres".
- Outro 7 % do total das propostas desenvolven o ODS 3 "Saúde e Benestar".
- E o ODS 12 "Produción e consumo responsable" é referenciado por un 5 % dos proxectos. aliñamento dos proxectos.

Á súa vez, os proxectos poden ser agrupados en función de a que obxectivo transversal do Plan de Recuperación impulsado polo Goberno de España pertencen. Dos 248 proxectos de iniciativa pública recollidos na "Estratexia", o 33 % teñen vinculación co obxectivo "España verde", outro 33 % está relacionado co obxectivo transversal "España dixital", un 31 % co de "España cohesionada" e un 2 % co de "España sen brecha de xénero". Dos 107 proxectos propostos por empresas privadas, o 64 % teñen vinculación co obxectivo "España verde", un 19 % co de "España cohesionada" e o 17 % restante está relacionado co obxectivo transversal "España dixital".

Da análise do perfil dos proxectos presentados en relación cos eixos do "Plan Nacional de Recuperación, Transformación e Resiliencia (PNRTR)" obtemos:

- Un 42 % do total ten relación co "Eixo 1 Transición ecolóxica" (150 proxectos), que suma un total de 11.816 millóns de euros en investimentos.
- Un 28 % englóbanse no "Eixo 2 Transformación dixital" (101 proxectos) e estímase un investimento total de 3.536 millóns de euros.
- Outro 28 %, 98 proxectos, desenvolve o "Eixo 3 Cohesión social e territorial", cun total de investimentos próximos aos 4.477 millóns de euros.
- Finalmente, un 2 % dos proxectos (6) enmárcanse dentro do "Eixo 4 Igualdade de xénero", e sumarían un total de 17 millóns en investimentos.

Entre os retos aos que se enfronta a economía galega pódense destacar dous que teñen unha relación directa coa enerxía. Estes serían o de desenvolver factores territoriais de competitividade en enerxía, entre outros, e o da necesidade de expandir as cadeas de valor dos procesos industriais e a economía circular para contar cunha estrutura económica máis resiliente e cunha maior independencia enerxética fronte a futuras crises. Neste segundo reto pódese enmarcar a necesidade de mellorar no índice de independencia enerxética, para conseguir estar menos expostos á volatilidade que marcan os prezos dos combustibles fósiles.

Entre as liñas de actuación que se recollen aparecen referencias a accións de carácter enerxético. Entre elas pódense destacar:

- No sector da automoción: Crear un laboratorio de integración de tecnoloxías de propulsión limpa nos vehículos (hidróxeno verde, eléctrico, combustibles alternativos, entre outros).
- No sector agroalimentario: proxectos de eficiencia enerxética e uso de hidróxeno verde renovable.

Dentro dos fondos REACT-EU, Galicia ten como proposta destinar o 24 % destes fondos no ámbito FEDER denominado "Apoio aos investimentos que contribúan á transición cara unha economía verde". Así, dentro deste ámbito encadraríanse distintos programas como por exemplo:

- Fomento da innovación en materiais avanzados baseados en recursos lignocelulósicos.
- Impulso da innovación no sector forestal como ecodeseño, ecoinnovación que inicie unha masa crítica de proxectos de innovación e demostración.
- Desenvolvemento de sistemas construtivos sustentables a través da promoción da construción con madeira en contornas urbanas, rurais e industriais.
- Mellora no tratamento de residuos e aproveitamento dos biorresiduos.
- Mellora da eficiencia dos sistemas de saneamento e depuración e dos sistemas de abastecemento de auga.
- Medidas de fomento da mobilidade urbana e interurbana sustentable.

3.2. Polo para a Transformación de Galicia

O Polo para a Transformación de Galicia (Xunta de Galicia, 2021) defínese como o elemento impulsor de proxectos de modernización industrial que son propostas tractoras de carácter público-privado que posibilitan a transición cara unha estrutura máis competitiva e sustentable grazas á súa grande capacidade de transformación das actividades produtivas. Propóñense catro grandes liñas: a xestión de residuos (máis de 2,6 millóns de toneladas), a xeración de hidróxeno verde, a produción de fibras téxtiles empregando madeira certificada e o desenvolvemento de nova potencia renovable que forneza a electricidade necesaria para estes proxectos.

Entre as cifras que vai supoñer este Polo para a Transformación de Galicia destacan:

- Un impacto económico previsto e 5.200 millóns de euros en investimentos de capital.

- A previsión de creación de 30.000 empregos directos.
- Redución do impacto ambiental cunha grazas a non emisión de 2,9 toneladas de dióxido de carbono.
- A produción de 200.000 toneladas de fibra sustentable.
- O tratamento de 2,6 millóns de toneladas de residuos endóxenos.
- A instalación nova de 1 GW de capacidade eólica e solar.
- A implantación de 100MW de capacidade de xeración grazas a hidróxeno verde.
- Rehabilitación de 2.000 edificacións nas aldeas.

Noméanse a continuación os proxectos da cadea de valor 1 "Economía circular e transición enerxética" referidos ao ámbito da enerxía:

- Plan de modernización da administración de xustiza mediante a mellora das infraestruturas, atendendo a criterios de eficiencia enerxética, dixitalización e optimización de medios polo xeral (16 m€).
- Mellora de infraestruturas administrativas baseada en criterios de eficiencia enerxética (50 M€).
- Centrais térmicas de biomasa (11,5 M€).
- Eficiencia enerxética nos centros educativos (200 M€).
- ICAMPUSVC - COM. Eficiencia enerxética para o campus UDC con balance enerxético positivo (UDC) (40 M€).
- Mellora da eficiencia enerxética da rede de centros de tecnificación deportiva (2,2 M€).
- Mellora da eficiencia enerxética en infraestruturas de saneamento e abastecemento (10 M€).
- Actuacións de mellora da eficiencia enerxética das plantas depuradoras no marco do proxecto europeo AQUALITRANS (15 M€).
- Parque Nacional marítimo - terrestre das illas atlánticas de Galicia. Transición enerxética e mellora de infraestruturas de uso público (6 M€).
- Mellora da eficiencia enerxética e rehabilitación dos laboratorios de medio ambiente na Consellería de Medio Ambiente, Territorio e vivenda. (0,8 M€).
- Rehabilitación do edificio administrativo da Consellería de Medio Ambiente, Territorio e Vivenda de San Lázaro para a mellora da eficiencia enerxética (2,8 M€).

Únese a estes o proxecto "Mellora da eficiencia enerxética de centros sociais" dotado con 39M€ dentro da cadea de valor 5 "Sanidade e modos de vida saudable, nova economía e coidados".

4. O papel do hidróxeno na transición enerxética: o hidróxeno verde como vector enerxético

O hidróxeno defínese non como unha fonte de enerxía primaria, senón como un vector enerxético que precisa da achega de enerxía para xerarse e que pode ser almacenado para obter enerxía posteriormente.

Pódense distinguir tres tipos principais de hidróxeno:

- Hidróxeno gris, producido a partir do gas natural, metano ou gases licuados de petróleo, que é o que se consume na actualidade no Estado.

- Hidróxeno azul, obtido de igual forma que o gris, pero que incorpora a tecnoloxía de captura e almacenamento de carbono que permite reducir ate o 95 % o dióxido de carbono que se emite no proceso.

- Hidróxeno renovable ou verde, xerado mediante electricidade renovable e auga tras un proceso de electrólise. Xunto a este procedemento inclúense outros como o reformado do biogás ou a conversión bioquímica da biomasa sempre que cumpran cos requisitos establecidos de sustentabilidade.

A utilización do hidróxeno verde está chamada a converterse nun impulsor de transformación e de descarbonización clave dentro do proceso de transición enerxética. De feito, sinálase como parte da solución para chegar á neutralidade climática en 2050 e poder desenvolver cadeas de valor de tipo industrial e innovadoras en España e na UE. A Unión Europea aposta forte polo desenvolvemento do hidróxeno dentro do contexto da recuperación verde. Na Estratexia Anual de Crecemento Sustentable de 2021 publicada pola Comisión Europea destacan os ámbitos de actuación denominados "Power up" e "Recharge and Refuel", nos que se fan mención expresa á importancia do desenvolvemento de hidróxeno renovable na Unión Europea e á oportunidade de identificalo co futuro Mecanismo de Recuperación e Resiliencia europeo.

A nivel estatal preténdese impulsar a cadea de valor do hidróxeno a través da creación de clústeres tecnolóxicos e de proxectos piloto e de innovación industrial a escala rexional. No Horizonte 2030 defínese unha capacidade instalada electrolizadora de 4 GW (entre 300 MW e 600 MW en 2024), para o que serán necesarios en torno a 8.900 millóns de euros de investimento entre 2020 e 2030. A industria intensiva no consumo de hidróxeno (como o refino de petróleo, a fabricación de fertilizantes e de produtos químicos, entre outros), a vinculada cos procesos de alta temperatura, ou o transporte pesado de longa distancia, o transporte marítimo, ferroviario ou aéreo son potenciais destinos e usos finais onde o hidróxeno pode favorecer a descarbonización. Adicionalmente, a consideración de vector enerxético permite achegar solucións relacionadas co carácter xestionable e co almacenamento enerxético como gas a presión ou en estado líquido (e favorecer un sistema eléctrico 100 % renovable) e a integración sectorial. Apóstase pola creación dos chamados "vales ou clústeres do hidróxeno" como estratexia para crear ecosistemas onde se poidan integrar a oferta e a demanda do hidróxeno renovable. Así, se pretende concentrar na mesma rexión tanto a produción, como a transformación e o consumo, tratando de aproveitar as economías de escala que poidan xurdir. Sinálase ademais como os impostos e o mercado de emisións de dióxido de carbono poden achegar as sinais correctas ás partes interesadas e aos consumidores á hora de valorar a etiqueta renovable.

Na Folla de Ruta do Hidróxeno do Goberno de España (España, 2022) recóllese a referencia a un proxecto galego identificado na "call of interest" en relación co proxecto europeo na cadea de valor do hidróxeno verde e a través do mecanismo dos "Proxectos importantes de interese común europeo -PIICE-". A través desta "call of interest" o Ministerio de Industria, Comercio e Turismo trata de identificar aqueles proxectos asociados á industria manufactureira que poden chegar a participar na iniciativa PIICE sobre o hidróxeno verde e coa finalidade de apoiar á cadea de valor industrial promovida pola Comisión Europea. Sinálase que en total foron recibidas 28 propostas de 26 empresas, con proxectos cunha forte compoñente en investigación e desenvolvemento tecnolóxico, ademais de proxectos de innovación e de demostración comercial, estes últimos relacionados coa produción de hidróxeno renovable a grande escala relacionado con empresas petroquímicas. Neste caso destaca como un dos cinco proxectos seleccionados para a súa presentación nesta Folla de Ruta o proxecto da Coruña, relacionado coa produción de hidróxeno renovable destinado a distintos usos industriais e para mobilidade. O obxectivo do proxecto defínese como o de crear un "hub" escalable de produción e transporte de hidróxeno renovable na rexión a parti da descarbonización dos principais usos do hidróxeno na industria, ademais de favorecer a súa incorporación á mobilidade.

Os outros catro proxectos seleccionados polo Ministerio dos que hai información pública en exposición son: en Asturias o de produción de hidróxeno verde e a utilización na fabricación de aceiro, en Cidade Real sobre a utilización de hidróxeno renovable na produción de

fertilizantes, en Huesca outro relacionado coa produción de hidróxeno renovable e utilización en mobilidade, e o de Viscaia relacionado coa produción de combustibles sintéticos a partir de hidróxeno renovable.

Outros proxectos que están recollidos nesta Folla de Ruta do Hidróxeno teñen relación coa separación del hidróxeno previamente inxectado e mesturado na rede de gas natural, a integración do hidróxeno nos procesos de combustión de alta temperatura para a fabricación de produtos cerámicos, o desenvolvemento de sistemas de coelectrólise, ou a mellora dos materiais e instalacións para o almacenamento.

Dende Reganosa sinálase a importancia de que Galicia aposte a nivel de infraestruturas pola construción dun hidroduto entre Lugo e a Meseta (Guitiriz-Zamora) que permita transportar a súa futura produción de hidróxeno verde. Con iso, evitaríase trasladar ao ámbito enerxético o mesmo esquema de atraso nas comunicacións (autoestradas terrestres ou AVE, entre outros). Nos seus primeiros anos de vida, esta infraestrutura podería utilizarse para transportar gas natural e biometano, eliminando ou paliando problemas de conxestión na rede troncal e potenciando todas as capacidades do sistema gasista español. Permitiríase ademais reforzar as interconexións con outros países.

5. Outros proxectos empresariais relevantes

5.1. Planta de hidróxeno verde “H2Pole” (REGANOSA – EDP)

A planta de hidróxeno verde de Reganosa e EDP Renovables que se instalará en As Pontes é o primeiro proxecto industrial estratéxico (PIE) de Galicia, e foi aprobado polo Consello da Xunta de Galicia o 8 de setembro de 2022. Siemens únese a esta alianza e achegará o seu coñecemento técnico e tecnolóxico, marcando como primeiro fito a produción na súa fábrica de Navantia Ferrol de parte dos compoñentes dos hidrolizadores necesarios para xerar o hidróxeno.

O investimento roldará os 165 millóns de euros coa construción da terminal e das conexións e canalizacións para inxectar na rede de transporte de gas e a clientes directos (incluíndo o emprego de camións cisterna), ademais das liñas e subestacións eléctricas. A superficie necesaria alcanzará os 35.000 metros cadrados.

Está previsto un impacto en materia de emprego de 50 postos de traballo directos e 55 indirectos para as tarefas de operación e mantemento. Apóstase por dar emprego á poboación local, tratando de integrar a aquelas persoas que se viron afectadas pola toma de decisións derivadas da transición enerxética na rexión. Para levalo a cabo desenvolveranse cursos de formación e de adaptación ao novo procedemento industrial. A estes empregados hai que sumar a contratación de 186 persoas de forma directa para a construción da planta e outras 52 de forma indirecta.

A planta está deseñada para chegar a unha capacidade nominal de 100 MW, aínda que o seu desenvolvemento está deseñado en varias fases. A primeira fase contará con 20 MW e está previsto que estea operativa en 2025. A esta seguiranlles outras coas que a planta alcanzará os 30, 50 e os 100 MW sinalados. Terá unha capacidade de produción de 14.400 toneladas de hidróxeno verde ao ano. Entre os futuros clientes consumidores do hidróxeno están a futura planta de fibras téxtiles de Altri en Palas de Rei e a planta de pneumáticos de Sentury en As Pontes.

Coa planta de hidróxeno verde estímase que se pode evitar mensualmente a emisión á atmosfera de máis de 12.000 toneladas equivalentes de dióxido de carbono.

5.2. Proxecto no sistema gasista: Hub de abastecemento en porto a buques

Reganosa impulsa obras de modernización e adecuación da súa terminal de GNL de Mugardos que permitirán converter á ría de Ferrol nun polo de abastecemento para buques de gas natural licuado. Este proxecto conta co apoio da Universidade de Santiago, o Parlamento de Galicia, a Xunta de Galicia, Navantia e a Autoridade Portuaria de Ferrol-San Cibrao. A planta de Mugardos forma parte do proxecto europeo CoreLNG gasHive, da Comisión Europea dentro do programa "Connect Europe" (CEF). En 2022, Reganosa está a desenvolver os traballos de adaptación do actual pantalán da planta de Mugardos para a carga de buques de pequena escala, co que se pretende reducir as emisións no transporte marítimo e mellorar o comportamento ambiental de flotas e buques, en consonancia cos obxectivos da RepowerUE.

5.3. Economía circular e enerxía (Repsol, Reganosa e Naturgy)

Repsol, Reganosa e Naturgy lideran, en colaboración con Impulsa Galicia (sociedade público-privada promovida pola Xunta de Galicia coa que se busca axilizar aquelas iniciativas empresariais tractoras que incidan na dinamización, o progreso e a transformación da economía galega empregando un modelo verde e dixital), un proxecto para desenvolver a economía circular en Galicia transformando a gran escala os excedentes de esterco e outros residuos en biometano, fertilizantes orgánicos e CO2 neutro de orixe biolóxica.

Os principais obxectivos son optimizar a xestión dos estercos gandeiros, aumentar a autonomía enerxética, facilitar o cumprimento da nova normativa europea sobre protección do solo agrícola e control de verteduras, e descarbonizar a industria, as vivendas e a mobilidade.

Cunha planta de produción prevista en Meirama e cinco plantas de pretratamento, está previsto nunha primeira fase un investimento de 146 millóns de euros para xerar anualmente 300 GWh de enerxía renovable con 1,2 millóns de toneladas de esterco gandeiro.A iniciativa permitiría reducir a dependencia enerxética externa e desenvolver a economía circular na comunidade autónoma. No seu despregamento total, evitaría a emisión de 500.000 toneladas de CO2 equivalente ao ano e crearía ata 600 postos de traballo directos e 1.900 indirectos.

A intención dos promotores é ampliar o proxecto a toda Galicia e ofrecer así unha rede centralizada de tratamento dos excedentes de dexeccións gandeiras. Deste xeito daríase solución ao problema da xestión, almacenamento e subministración dos xurros ás explotacións gandeiras para o abono das terras incorporando posibles melloras en termos de sustentabilidade e de viabilidade económica. As estimacións falan dunha posible valorización de 6 millóns de toneladas de residuos ao ano, o que conduciría a unha produción total de 1 TWh anual grazas ao biometano, e equivalería a un 7 % do gas natural importado por Galicia para satisfacer a súa demanda enerxética. Este feito tería un impacto moi positivo sobre a independencia enerxética da Comunidade.

O proxecto foi presentado para optar a financiamento dos fondos "Next Generation" a catro ministerios do Goberno central (Economía, Transición Ecolóxica, Agricultura e Industria). Os puntos fortes cos que conta son precisamente a circularidade e que se trate dunha fonte de enerxía verde e autóctona. Adicionalmente hai que sinalar que responde a unha iniciativa de integración de forzas e sinerxias empresariais e preséntase como un exemplo de modelo de cooperación público-privada e entre empresas do mesmo sector e que está aberto a novas incorporacións.

O proxecto axudaría a que Galicia cumpra coa nova lexislación ambiental europea sobre protección do solo agrícola e o control de efluentes, así como de nutrición sustentable do solo agrario, xunto co impulso que significaría para a descarbonización do transporte, da industria e da actividade agroalimentaria galega.

5.4. Proxecto de almacenamento enerxético (Reganosa e EDP-Renovables)

Reganosa e EDP-Renovables lideran este proxecto en liña coas políticas enerxéticas da UE sobre almacenamento enerxético. A empresa promove a construción dunha instalación de almacenamento de enerxía na localidade de As Pontes, na provincia da Coruña. A capacidade de xeración instalada elevaríase a uns 500 MW, e o investimento consistiría nunha central hidroeléctrica de bombeo que utilizaría o lago da vila como depósito inferior.

Este proxecto está chamado a crear un total de 5.000 postos de traballo, directos e indirectos, tendo en conta tanto os traballos de construción como a futura xestión da planta. Trátase dun proxecto mixto que incorporaría outro de enerxía eólica e un terceiro de hidróxeno verde na zona, e que suporía un investimento de máis de 800 millóns de euros. De levarse a cabo suporía un posicionamento claro da rexión de Ferrolterra como lider da enerxía verde no noroeste do Estado.

5.5. Proxectos sobre biogases e biocombustible (Repsol)

Repsol está a desenvolver unha serie de actuacións sobre xeración e tratamento de combustibles renovables e combustibles de residuos como o ETBE, Etanol, FAME e HVO para a vehículos lixeiros, de FAME e HVO para vehículos pesados, de biojet (SAF) para aviación e de biobunker para o transporte marítimo. A partir destes se pretende a xeración de biometano, bioGLP e hidróxeno renovable en combustibles líquidos para vehículos lixeiros e pesados, hidróxeno renovable en combustibles líquidos para aviación e biometano e hidróxeno renovable en combustibles líquidos para o transporte marítimo.

6. A I+D+i no sector enerxético galego: O papel das universidades públicas galegas e dos seus centros de investigación

As tres universidades públicas do Sistema Universitario Galego son xeradoras de coñecemento e buscan dar resposta aos retos da sociedade e do tecido empresarial a través do seu liderado en innovación. Son numerosos os proxectos de I+D+i relacionado coa enerxía que se están a desenvolver actualmente e ao longo dos últimos anos en Galicia. Entre os diversos campos nos que se desenvolven as investigacións estarían o abandono de combustibles fósiles e descarbonización, a avaliación de políticas para a transición enerxética, a bioenerxía e o uso da bioomasa e do tratamento de residuos para a xeración de enerxía, a eficiencia enerxética e a sustentabilidade, o uso da enerxía no sector naval, a xeración de enerxía mediante tecnoloxía eólica, eólica off-shore, mariñas, solar e xeotérmica, o uso de enerxía para refrixeración, o reto da xestión da mobilidade, a mobilidade eléctrica, a redución de emisións no transporte, e a xestión da rede eléctrica, a asignación de recursos en redes, sistemas enerxéticos integrados, inferencia estatística complexa e xeración renovable.

A continuación preséntanse unha selección dos 92 proxectos máis sobranceiros en materia de enerxía nas áreas comentadas. Destes, a Universidade de Santiago de Compostela desenvolve 27, a Universidade de Vigo un total de 16 e a Universidade da Coruña alcanza os 48 proxectos. A Universidade da Coruña presenta unha clara especialización por este campo de investigación grazas á súa especialización no Campus Industrial de Ferrol (cunha Unidade Mixta de Investigación con Navantia) e no Campus de Sustentabilidade, ademais dos proxectos propios desenvolvidos nos centros de investigación.

Abandono de combustibles fósiles, descarbonización

- Descarbonización de procesos térmicos no sector conserveiro (des.co2) (Universidade de Vigo).

Almacenamento de enerxía, baterías

- Análise de capacidades no sector das baterías (Universidade de Santiago de Compostela).
- Desenvolvemento das tecnoloxías do hidróxeno en Galicia (Universidade de Santiago de Compostela).
- Estruturas Ocas de Carbono con Nanopartículas Metálicas Confinadas: Plataformas Tecnolóxicas Para o Almacenamento e Conversion de Energia - EUROPA INVESTIGACIÓN 2019 (Universidade de Santiago de Compostela).
- Proteínas condutoras de enxeñería para a bioelectrónica (e-Prot) / Engineered Conductive Proteins for Bioelectronics (e-Prot) (Universidade de Santiago de Compostela).
- Sistema de almacenamento de enerxía térmica e eléctrica de tamaño mínimo para instalación residencial in situ (MiniStor) (Universidade de Santiago de Compostela).
- Un novo prototipo de batería de Zn-Aire para superar a degradación do cátodo mediante o confinamento do catalizador (ZABCAT)/ A New Zn-Air Battery Prototype to Overcome Cathode Degradation Through Catalyst Confinement (ZABCAT) (Universidade de Santiago de Compostela).

Avaliación de políticas

- SMARTEES - Enfoques de modelización da innovación social para realizar a transición á eficiencia enerxética e a sustentabilidade / Social innovation Modelling Approaches to Realizing Transition to Energy Efficiency and Sustainability (Universidade da Coruña).

Bioenerxía, biomasa, tratamento de residuos para xeración de enerxía

- Aproveitamento do combustible recuperado de residuos marpol tipo a, b e c. (Universidade da Coruña).
- AVIENERGY –Economía circular no sector avícola mediante o aproveitamento enerxético das dexeccións. (Universidade de Vigo).
- Biomasa CAP: Capitalización das capacidades de I+D no uso enerxético da biomasa non valorizada de alto potencial (Universidade de Vigo).
- Biorefinerías para a produción de biocombustibles, compostos químicos de base e novos ingredientes funcionais. (Universidade de Vigo).
- Conversión BACterial de CO2 e H2 renovable enTO bioFUELs (Bac-To-Fuel) / BACterial conversion of CO2 and renewable H2 inTO bioFUELs (Bac-To-Fuel).
- Eucalipto 4.0. Sistema intelixente de trituración e clasificación de biomasa forestal residual de eucalipto - CDTi (Universidade de Santiago de Compostela).
- Investigación industrial sobre modificacións quimicas da biomasa para definición de novas liñas de desenvolvemento (TIM-RES) (Universidade de Santiago de Compostela).
- Microxeración con biomasa: aproveitamento enerxético dos gases de chemineas de caldeiras de biomasa para produción de enerxía eléctrica (MIBI) (Universidade de Santiago de Compostela).
- Optimización e modelización da produción sostible de biomasa lignocelulósica para a obtención de bioprodutos baixo escenarios de cambio climático (LIGBIO) (Universidade de Santiago de Compostela).
- Plataforma de bio-refinería para a produción selectiva de produtos químicos a partir de biomasa de baixo custo (Universidade de Santiago de Compostela).

- Procesos de biorrefinería sostibles para a produción de biocombustibles, biopolímeros e outros bioprodutos a través da plataforma de carboxilatos Sustainable biorefinery processes for the production of biofuels, biopolymers and other bioproducts through the carboxylate platform / / Sustainable biorefinery processes for the production of biofuels, biopolymers and other bioproducts through the carboxylate platform (Universidade da Coruña).
- Produción e aplicación de enzimas ligninolíticas en procesos de biorrefinería para a obtención de compostos de alto valor engadido (Universidade de Santiago de Compostela).
- Redes metalorgánicas para a valorización de biomasa a través de simulacións de sistemas catalíticos (Universidade de Santiago de Compostela).
- ResiHOSP-AOP: Redución do impacto ambiental e sanitario de efluentes hospitalarios mediante a oxidación avanzada: innovación no ecodeseño de catalizadores e electrodos multifuncionais. (Universidade de Vigo).
- Simulación de biocombustibles y aditivos de gasolina (Universidade de Santiago de Compostela).

Eficiencia enerxética e sustentabilidade

- Aprendizaxe automática na fronteira / Machine Learning on the Edge (MLoE) (Universidade da Coruña).
- Compoñentes electrónicos de potencia de banda prohibida ancha para transmisións robustas e con eficiencia enerxética; optimización con simulación multifísica (Universidade da Coruña).
- Desenvolvemento de aplicación informática para cuantificación da mellora da eficiencia enerxética do district heating Ferrol: EPS-Humanidades (Universidade da Coruña).
- Desenvolvemento de procesos de Análises de datos para eficiencia enerxética (Universidade da Coruña).
- Deseño de Formulacións Baseadas en Líquidos Iónicos para a Recuperación Mellorada do Petróleo (Universidade de Santiago de Compostela).
- ECO-GATE: Corredores europeos para a eficiencia do transporte de Gas natural / ECO-GATE: European COrridors for natural GAs Transport Efficiency (Universidade de Santiago de Compostela).
- Electrónica de potencia de banda ancha de alto rendemento para transmisións fiables e enerxeticamente eficientes e optimización mediante simulación multifísica (HIPERFORM) / High performant wide band gap power electronics for reliable, energy efficient drivetrains and optimization through multi-physics simulation (Universidade da Coruña).
- HIBRITEC+ Un enfoque práctico e próximo á realidade de mercado na detección e tratamento de compostos farmacéuticos (Universidade de Vigo).
- Métodos matemáticos e simulación numérica para retos en finanzas cuantitativas, medioambiente, biotecnoloxía e eficiencia industria (Universidade da Coruña).
- OASSIS-UDC: Hacia OrganizAcións Software máis SusutentableS: Un enfoque holístico para promover a sustentabilidade económica, humana e medioambiental (Universidade da Coruña).

Enerxía e construción naval

- Asesoramento científico para o desenvolvemento do plan de mantemento do buque ferry “Nápoles” adaptado á reconversión do sistema de propulsión a gas natural (Universidade da Coruña).
- Asesoramento técnico para a implementación do plan de mantemento do buque ferry “Hypatia” con sistema de propulsión a gas natural (Universidade da Coruña).

- Estudo mediante machine learning e técnicas de análises multicriterio dun novo sistema de xestión de repostos embarcables en buques militares (Universidade da Coruña).
- MATES Alianza Marítima para fomentar a economía azul europea a través dunha estratexia de habilidades tecnolóxicas mariñas (Universidade da Coruña).
- Servizo de investigación para a análise e xestión do mantemento de buques ferries (Universidade da Coruña).
- Servizo de investigación para desenvolvemento de mantemento preditivo integrado no gmao para cálculo do índice de eficiencia de enerxética operacional do buque "OSV Nautilus" (Universidade da Coruña).

Enerxía eólica

- Caracterización da resposta aeroelástica e dinámica do seguidor solar STI-H250 mediante ensaios en túnel de vento (fase 1) (Universidade da Coruña).
- Estudos de índole estrutural para torres e cimentacións de aeroxeradores de tecnoloxía (Universidade da Coruña)
- Estudos para determinar a extensión de vida útil de torres metálicas de aeroxeradores Gamesa G47 de Acciona Enerxía (Universidade da Coruña).
- Estudos para determinar os danos incrementais causados polas cargas equivalentes a base dunha base de casos de carga, para as torres 55m de tecnoloxía GAMESA G47 DE ACCIONA ENERXÍA e revisión do método de Sentient (Universidade da Coruña).
- Nanofluidos optimizados para aumentar a produción de enerxía eléctrica con aeroxeradores (Universidade de Santiago de Compostela).

Enerxía eólica mariña (off-shore)

- Adaptación e aplicación da tecnoloxía de conversión de enerxía eólica flotante para a rexión atlántica / Adaptation and implementation of floating wind energy conversion technology for the atlantic region "ARCWIND" / (Universidade da Coruña).
- Análise multivariante da penetración no mercado da enerxía eólica mariña. Aplicación ao caso español (Universidade de Santiago de Compostela).
- Caracterización dun software para determinar a folla de roteiro da enerxía solar offshore no litoral español / Caracterization of a software to determine the roadmap of the offshore solar energy in the spanish shore (SEASUN) (Universidade da Coruña).
- Deseño dunha ferramenta para a selección de localizacións e tecnoloxías de enerxías renovables mariñas: aplicación a augas territoriais españolas (SEARENEW). (Universidade da Coruña).
- Deseño óptimo de instalacións e sistemas enerxéticos off-shore mediante técnicas de mecánica computacional de alta precisión (Universidade da Coruña).
- Dixitalización do espazo aéreo e mariño para o despregamento de sistemas aéreos non tripulados aplicados ao mantemento de parques eólicos offshore (EAGLE-MARINE). (Universidade da Coruña).
- Modelos numéricos de alta precisión para o desenvolvemento dunha nova xeración de parques Offshore de enerxía renovable (ATHENEA). (Universidade da Coruña).
- Novos métodos sen malla para a simulación numérica de fluxos turbulentos e problemas de multifísica. Aplicación ao desenvolvemento de sistemas de xeración de enerxía renovable (Universidade da Coruña).

Enerxía mariñas

- Análise e desenvolvemento do uso de radares HF da costa galega, para a obtención de datos de ondada aplicables na xestión das enerxías renovables mariñas (Universidade de Santiago de Compostela).

- Ensaio de modelo captador de enerxías das ondas (Universidade da Coruña).
- Ensaios físicos en canle de ondada de novos conceptos de dispositivos convertidores de enerxía undimotriz (Universidade de Santiago de Compostela).
- Portos cara á autosuficiencia enerxética / Ports Towards Energy Self-Sufficiency (Universidade de Santiago de Compostela).
- Vehículos autónomos submarinos para o mantemento de estruturas de enerxías renovables mariñas (Universidade da Coruña).

Enerxía solar

- Estudo viabilidade de instalacións eólicas, fotovoltaicas e termo solares, incluída a repotenciación e infraestruturas asociadas en territorios declarados reserva da biosfera en España (Universidade de Santiago de Compostela).
- Estudos aeroelásticos e de ensaios de vortex shedding en túnel de vento de paneis solares (Universidade da Coruña).
- Estudos experimentais e computacionais para a obtención da velocidade de flameo de dúas configuracións diferentes de seguidor solar (Universidade da Coruña).
- LIGHTtoGAS: Modelos multiescala para o deseño de fotocatalizadores plasmónicos (Universidade de Vigo).
- Nanocristais de perovskita de haluro catriónico mixto no sitio A para dispositivos emisores de luz estables alimentados con enerxía solar (MACLEDS) (Universidade de Vigo).
- Optimización racional de celas solares orgánicas de alta eficiencia (Universidade da Coruña).
- Síntese de nanocristais quirales de haluros de perovskitas con composición e morfoloxía controlada e o seu autoensamblaxe para superfluorescencia polarizada circularmente (CHIRALPERO) (Universidade de Vigo).

Enerxía xeotérmica

- Desenvolvemento de nanofluidos para intercambiadores de calor na industria xeotérmica renovable / Development of Nanofluids for Heat Exchangers in Renewable-Geothermal Industry / (Universidade de Vigo).
- Nanofluídos optimizados para intercambiadores de calor nunha planta piloto de enerxía xeotérmica (NanoInRe) [Tailored nanofluids for real installations in renewable energies] (Universidade de Vigo).

Refrixeración e uso de enerxía

- Implementación de materiais híbridos barocalóricos en sistemas de refrixeración mixtos CO2-barocalorico (CO2BAROCOOL) (Universidade da Coruña).
- Materiais híbridos orgánicos-inorgánicos para aplicacións de refrixeración ecolóxicas (Universidade da Coruña).
- μSTHERM: Investigación experimental e numérica sobre o comportamento térmico de superficies microtexturizadas para a mellora da refrixeración de baterías e compoñentes electrónicos en vehículos eléctricos (Universidade de Vigo).

Xestión da mobilidade, mobilidade eléctrica, redución de emisións no transporte

- Desenvolvemento de novas tecnoloxías de quentadores de líquido de alta voltaxe (HVCH) para abordar os futuros retos da xestión térmica en vehículos electrificados. – NETEHEV (Universidade de Vigo).
- Electrónica de potencia con separación de banda ancha e altas prestacións, trens de rodadura enerxeticamente eficientes e optimización mediante simulación multi-fisica (Universidade da Coruña).

- FACENDO 4.0: Factory Competitiveness and Electromobility through innovation / Competitividade da fábrica e electromobilidade a través da innovación (Universidade de Vigo).

- GEMA: GESTIÓN DE LA MOVILIDAD / Xestión da mobilidade (Universidade da Coruña).

- Lubricantes baseados en nanoaditivos avanzados para engrenaxes e motores (Universidade de Santiago de Compostela).

- Modelo térmico eficiente de motor eléctrico (Universidade da Coruña).

- Nanomateriais para Vehículos Eléctricos: Fluídos de Transmisión e recubrimentos (Universidade de Santiago de Compostela).

- O3-INTERGAP: Tecnoloxía de inxección de ozono para purificación de gases de escape (Universidade de Vigo).

- Planificación intelixente do transporte público mediante a explotación de series temporais de datos masivos xeolocalizados (Universidade da Coruña).

- Xemelgos dixitais de motores eléctricos para bancos de ensaios ciber-físicos (Universidade da Coruña).

Xestión da rede eléctrica, asignación de recursos en redes, sistemas enerxéticos integrados, inferencia estatística complexa e xeración renovable

- ARTECH: "Tecnoloxías para a adaptación de sistemas de xeración renovable a climas árticos" (Universidade da Coruña).

- Asesoramento en materia de acumulación enerxética (Universidade de Santiago de Compostela).

- Control de accionamentos polifásicos tolerantes a faltas e convertedores para conexión á rede ou para funcionamento illado (Universidade de Vigo).

- Desenvolvemento dunha aplicación informática para a análise de sistemas enerxéticos integrados (DIXITAL TSO) (Universidade da Coruña).

- Edge Computing oportunista baseado en dispositivos IoT móviles e de baixa potencia (Universidade da Coruña).

- Ensaios dunha máquina de xeración de enerxía eléctrica no túnel de vento de capa límite (TUCLA) (Universidade da Coruña).

- Inferencia estatística complexa e de alta dimensión: en xenómica, neurociencia, oncoloxía, materiais complexos, malherbología, medio ambiente, enerxía e aplicacións industriais (Universidade da Coruña).

- Modelización e optimización de redes de transporte de gas (Universidade da Coruña)..

- MODUL: "Modularidade integral para a instalación de sistemas de enerxías 100 % renovables en emprazamentos remotos" (Universidade da Coruña)

- Optimización e cooperación con aplicacións en Economía, Enerxía e Loxística. (Universidade da Coruña).

- Optimización e cooperación con aplicacións en enerxía. (Universidade de Santiago de Compostela).

- Rede Temática en Tecnoloxías Emerxentes da Información e das Comunicacións (Universidade da Coruña).

7. A I+D+i no sector enerxético galego: O papel do Instituto Tecnolóxico de Galicia (ITG)

O Instituto Tecnolóxico de Galicia (ITG) é Centro Tecnolóxico Nacional recoñecido oficialmente dende o ano 2012 polo Ministerio de Economía e Competitividade, Secretaría de Estado de Investigación, Desenvolvemento e Innovación. É de titularidade privada e ten como obxectivo mellorar a capacidade competitiva das empresas, organizacións e profesionais a través da I+D+i e tecnoloxía diferencial. Desenvolven a súa actividade nos sectores industrial, enerxético, auga e edificación. De feito, o ITG é o organismo certificador en España do selo internacional BREEAM® de construción sostible ademais de ser partner oficial do selo internacional WELL™ de saúde nos edificios.

Entre outras, o ITG emprega ferramentas como o Internet das Cousas (IoT), Bigdata, Industria 4.0, sistemas intelixentes non tripulados, Realidade Aumentada ou Intelixencia Artificial.

A visión do ITG defínese como o de "ser Centro Tecnolóxico de referencia, fortemente arraigado no tecido industrial, axudando ás empresas para mellorar a súa capacidade competitiva, vinculado á contorna institucional e constituíndo un modelo de eficacia organizativa" (ITG, 2022).

Os proxectos vinculados coa enerxía que está a desenvolver o ITG preséntanse a continuación por temáticas ou palabras chave:

Industria da automoción, flexibilidade da demanda, xestión enerxética, simulación de procesos, eficiencia enerxética

- Título do proxecto: Plataforma experimental de flexibilidade enerxética dos procesos industriais para as empresas do Sector de Automoción de Galicia (Acrónimo: FLEXAUTO).
- Definición: O proxecto persegue potenciar a flexibilidade enerxética e a dixitalización dos procesos industriais das empresas do sector de automoción de Galicia, mediante o desenvolvemento dun prototipo de plataforma de agregador de demanda e a validación experimental, a través dun modelado de sistemas de xestión agrupada, en contorna de laboratorio e posterior experimentación en campo, que permita detectar patróns e suxerir a flexibilización dos consumos, o que permitiría participar ás empresas nos mercados de flexibilidade, situando ao consumidor no centro do sistema enerxético.
- Entidade lider: AEI Clúster de Empresas de Automoción de Galicia (CEAGA).
- Orzamento: 447.387,00 €.

EDAR, eficiencia enerxética, enerxías renovables, xestión enerxética, flexibilidade da demanda

- Título do proxecto: Sistema de Xestión e Control para a mellora da eficiencia, flexibilidade da demanda e autosuficiencia enerxética en EDAR (Acrónimo: AQUALITRANS II).
- Definición: O obxectivo xeral do proxecto AQUALITRANS II é o fomento de tecnoloxías innovadoras para a mellora da sustentabilidade e a eficiencia no sector da depuración de augas residuais, aliñándoas coas necesidades que xorden coa Transición Enerxética, como son a integración de xeración renovable para maior autosuficiencia enerxética, o aumento da flexibilidade da demanda e a participación activa no mercado eléctrico.
- Entidade lider: Fundación Instituto Tecnolóxico de Galicia (ITG).
- Orzamento: 754.901,55 €.

Comunidades enerxéticas, enerxías renovables, almacenamento, xestión avanzada, Intelixencia Artificial

- Título do proxecto: Almacenamento e xestión de enerxías renovables en comunidades enerxéticas locais (Acrónimo: AGERAR II).

- Definición: O obxectivo xeral do proxecto AGERAR II é mellorar as infraestruturas e capacidades de I+D+i no Espazo POCTEP no ámbito das comunidades enerxéticas locais (CELs) mediante a avaliación de modelos enerxéticos innovadores baseados no despregamento de sistemas de almacenamento e a xestión de enerxías renovables.

- Entidade lider: Fundación Instituto Tecnolóxico de Galicia (ITG).

- Orzamento: 380.302,63 €.

Comunidades enerxéticas, enerxías renovables, modelos de negocio, xestión avanzada, Intelixencia Artificial, simulación e modelado

- Título do proxecto: Desenvolvemento de comunidades locais enerxéticamente positivas con sistemas híbridos de xeración renovable e almacenamento.

- Definición: HySGrid+ ten o obxectivo de fortalecer a capacidade tecnolóxica e fomentar a cooperación sólida de centros tecnolóxicos españois cun elevado nivel de complementariedade, co fin último de investigar e desenvolver solucións tecnolóxicas novas que faciliten a creación de comunidades enerxéticas locais con balance neto positivo de alta eficiencia e baseadas en sistemas híbridos de xeración renovable e almacenamento. Preténdese identificar e abordar os elementos habilitadores que permitan o desenvolvemento das comunidades locais con balance de enerxía positivo.

- Entidade lider: Instituto Tecnolóxico da Enerxía –Asociación Instituto de Tecnoloxía Eléctrica.

- Rol de ITG: creación dun sistema de control centralizado que permita a xestión óptima de todos os recursos enerxéticos, tanto eléctricos como térmicos, en comunidades enerxéticas locais a través da creación de sistemas híbridos capaces de xerar enerxías renovables e de almacenalas ao mesmo tempo.

- Orzamento: 3.738.200,00 €.

Mobilidade eléctrica, puntos de recarga, xestión enerxética, enerxías renovables, deseño e simulación

- Título do proxecto: Transporte Turístico Urbano Eléctrico Sostible (T2UES).

- Definición: Desenvolvemento dunha ferramenta para a recarga de vehículos eléctricos en postes alimentados con enerxías renovables. O obxectivo é crear vehículos de propulsión eléctrica a baixo custo para facilitar a mobilidade sustentable e limpa nas zonas turísticas de Huelva e o Algarve portugués. T2UES favorecerá a mobilidade na Costa de Huelva e o Algarve portugués mediante unha enerxía limpa, especialmente na época estival, cando as localidades situadas nestas zonas chegan a cuadriplicar ou quintuplicar a súa poboación estable. Unha iniciativa que promove a creación dun ecosistema de transporte intraurbano ecolóxico, lixeiro e áxil con vehículos de reducidas dimensións e unha autonomía suficiente pequenos traxectos pensados para uso turístico (dos núcleos urbanos e hoteis ata as praias e viceversa).

- Sistema de control intelixente e arquitectura software: deseño, desenvolvemento e testeo do sistema de control que rexerá os fluxos de enerxía entre as estacións de recarga e os vehículos, considerando a enerxía almacenada dispoñible e a capacidade de produción de todos os dispositivos, así como a previsión de uso dos vehículos. Tamén se desenvolverá a arquitectura de software de servizos que permitirá a monitorización do estado dos vehículos e a estación de recarga por parte dos usuarios.

- Entidade lider: Universidade de Huelva.

- Rol de ITG: desenvolvemento dunha ferramenta para a recarga de vehículos eléctricos en postes alimentados con enerxías renovables, achega do software IoT.

- Orzamento: 1.173.639,13 €.

8. Cuestións chave de cara ao futuro

De cara ao futuro, pódense enumerar as seguintes cuestións como chave, seguindo a proposta recollida en Ararteko (BC3, 2018):

- As enerxías renovables son chave na xeración de electricidade en Galicia, chegando a valores de produción próximos ao 60 % ou 70 % do mix. Son fundamentais para conseguir a redución da dependencia enerxética do territorio. Aínda así, semella importante reflexionar sobre varios elementos:
  - Sobre o nivel de industrialización e creación de postos de traballo directos e indirectos na cadea de valor da xeración de electricidade vía renovables.
  - Sobre a permanencia no tempo dos postos de traballo creados, máis alá dos períodos iniciais de instalación e posta en funcionamento.
  - Sobre a participación dos donos do territorio onde se instala e afecta a tecnoloxía renovable, así como da implicación da propia comunidade vinculada con ese territorio chamado a coller as plantas de enerxía, e/ou como se pode beneficiar o tecido empresarial e industrial galego á hora de promocionar proxectos de enerxía renovable dentro e fóra de Galicia.
- A economía está chamada a electrificarse, polo que as redes e infraestruturas enerxéticas terán especial importancia. É preciso o deseño e a planificación do futuro sistema enerxético galego, que deberá ser baixo en emisións. Deberá planificarse non só a rede eléctrica, senón tamén a conexión e mellora da rede gasista e a rede de oleodutos, que marcarán a potencialidade da comunidade no mercado do gas natural e do hidróxeno. Así mesmo, a mobilidade pasará de estar baseada en motores de combustión a incorporar motores híbridos e eléctricos. É por iso que o deseño da rede de acceso a puntos de recarga ao longo da rede viaria e de poboacións, así como o financiamento destes investimentos condicionará o desenvolvemento económico e social da propia comunidade. Semella de especial importancia tratar de incrementar o emprego de transporte público no ámbito semiurbano e rural, para o que será necesario axeitar as rotas e horarios ás necesidades dos usuarios.

A isto hai que sumar a complexidade que significará para o sistema a xestión da integración da electricidade xerada por enerxías renovables (caracterizadas por seren intermitentes, condicionadas pola estacionalidade e favorecer a descentralización e a dispersión). Isto implicará o mantemento de investimentos na rede intelixente de transporte, distribución e almacenamento de electricidade. Neste punto a localización de Galicia como rexión fronteira co norte de Portugal conduce a que sexa considerada de especial importancia á hora de reforzar as redes de interconexión ibéricas. Semella necesaria certa reflexión sobre o papel que pode xogar a cadea de valor do sector enerxético en Galicia (deseño, fabricación e instalación de compoñentes). É por iso que Galicia debe aproveitar a atracción que como recurso enerxético renovable ofrece para crear valor e economía no tecido empresarial e industrial. A transición enerxética ten potencial para constituírse nun motor industrial para Galicia, de innovación tecnolóxica, de xeración de emprego de calidade e de riqueza para o territorio.

- As melloras nos indicadores de aforro e eficiencia enerxética redundan positivamente tanto na sustentabilidade ambiental como na seguridade de subministración e na accesibilidade, ademais de permitir unha redución dos custos da transición enerxética. Son moi importantes tamén de cara a reducir o nivel de dependencia enerxética, xa que un menor consumo en recursos importados permite falar dunha maior independencia enerxética.
- Enerxía distribuída, comunidades enerxéticas e autoconsumo: A Unión Europea aposta por combinar a xeración convencional centralizada con mercados descentralizados, intelixentes e interconectados. O futuro virá condicionado, pois, pola actuación de cada consumidor ou conxunto de consumidores (comunidades enerxéticas), que pode

incluír a xeración de electricidade, o almacenamento, compartir electricidade, consumila e/ou vendela. Semella relevante a reflexión sobre que papel pode xogar o autoconsumo na nosa comunidade, sobre todo no rural, e como pode contribuír a mellorar o acceso á rede eléctrica dos territorios con peores calidades de rede de distribución.

- Sobre a fiscalidade enerxética e ambiental: Os tributos que desincentivan comportamentos ou o consumo de produtos que provocan danos ambientais son necesarios nun contexto de transición enerxética no que nos atopamos. O principio de "quen contamina paga" é a base da propia utilidade dos impostos ambientais, que deben ser complementados con outro tipo de medidas ou actuacións. Cómpre reflexionar sobre a descoordinación entre administracións e sobre o escaso percorrido que ten a aplicación destes tributos en Galicia e en España, en comparación con outros Estados membros da UE.

Por outra banda, debe reflexionarse sobre a cantidade e calidade da recadación derivada dos tributos aplicados sobre a xeración de electricidade, así como sobre a conveniencia de aplicar unha tributación que grave á actividade derivada da cadea de valor enerxética.

- O deseño dunha gobernanza participativa: O desenvolvemento de procesos de participación que inclúan a todo tipo de axentes (políticos, sociedade civil, grupos de interese, científicos, expertos na materia) pode facilitar a implementación das distintas políticas enerxéticas e climáticas e das súas medidas. Deste xeito estaríase activando e reforzando a gobernanza no ámbito da transición enerxética, entendendo por esta o clima cultural e o ambiente institucional no que interactúan e participan en asuntos públicos tanto a cidadanía como os grupos de interese.

- O sistema enerxético debe adaptarse aos efectos do cambio climático. Deste xeito a definición das novas situacións ou escenarios futuros derivados da transición enerxética e do cambio climático implicará o establecemento de medidas que permitan a adaptación do sector enerxético a estas posibles situacións ou escenarios que impliquen impactos negativos. Así, cómpre garantir a subministración de enerxía, establecendo unha conexión de equilibrio entre a produción e o consumo. As medidas a tomar poden implicar tanto a prevención dos impactos, a asunción compartida da responsabilidade das perdas ou o risco derivado das afectacións das infraestruturas enerxéticas.

- Os impactos positivos sobre a saúde: A cidadanía valora positivamente as actuacións levadas a cabo para mellorar a saúde e as condicións de vida da sociedade. Deste xeito, semella interesante explicitar e informar á cidadanía e aos axentes dos beneficios que teñen as distintas medidas tomadas sobre a calidade do aire e da saúde pública, así como sobre os efectos derivados do abandono do uso dos combustibles fósiles e a súa substitución por enerxías renovables. Igualmente semella necesario informar sobre os efectos positivos derivados dunha redución da dependencia enerxética grazas ao aforro, ao incremento na eficiencia ou á substitución de tecnoloxías que empregan combustibles fósiles por aquelas que empregan enerxías renovables.

Capítulo 8

Conclusións do informe

1. Conclusións do capítulo 1: Contexto

- A necesidade de dispoñer de recursos enerxéticos para soster a actividade económica e o benestar segue a ser unha preocupación para calquera estado. No contexto actual hai que engadir o problema do cambio climático como un elemento central que guía moitas actuacións, dentro dun proceso de transición enerxética con implicacións económicas e sociais de primeira orde. A evolución do sistema enerxético vai depender de varios factores: acción política, evolución tecnolóxica, custos económicos, iniciativa empresarial, importancia do medio ambiente e a actitude dos cidadáns como votantes e tamén como consumidores.

- Os indicadores enerxéticos a nivel mundial amosan que segue crecendo o consumo de enerxía, con emisións de gases de efecto invernadoiro asociadas en aumento, aínda que a menor ritmo, o que sinala unha certa descarbonización do sector. A intensidade enerxética da actividade económica está diminuíndo de xeito moderado. O mix tecnolóxico estase a transformar lentamente, baixando a participación dos combustibles fósiles e aumentando a participación das enerxías renovables, e detectase un crecemento sostido da importancia da electricidade.

- No que se refire á Unión Europea, segue un comportamento diferenciado respecto ao contexto mundial, ao conter o seu consumo de enerxía primaria e final nas últimas décadas, reducindo as emisións de gases de efecto invernadoiro e tamén a intensidade enerxética, neste caso a un ritmo maior que a media mundial. A transformación do seu sistema enerxético tamén se diferencia por un peso importante de recursos primarios non fósiles, como a enerxía nuclear e as enerxías renovables. Esta evolución nótase, en particular, na xeración de electricidade, permitindo unha importante redución da intensidade en carbono do sistema eléctrico.

- España segue a traxectoria media europea en canto ao consumo enerxético e a diminución de emisións de gases de efecto invernadoiro, pero non reduce a intensidade enerxética na mesma proporción nos últimos vinte anos. Si que consigue afondar máis na redución da participación do carbón no mix enerxético e no aumento de peso dos recursos renovables, o que contribúe a que o sistema eléctrico acade niveis de intensidade en carbono na xeración de electricidade claramente máis baixos respecto aos mundiais e europeos.

- No eido da planificación e lexislación enerxética da UE e España, hai unha aposta decidida para descarbonizar a economía e ao mesmo tempo reducir a dependencia enerxética. O Pacto Verde Europeo é onde se trazan os eixos da política enerxética que definen o marco a seguir nas diferentes directivas. A nivel operativo, en relación co obxectivo de neutralidade climática, destacan o paquete de medidas «Obxectivo 55» e os correspondentes plans nacionais integrados de enerxía e clima. Na actual conxuntura emerxe ademais o problema da seguridade enerxética e dos niveis de prezos altos da enerxía nos mercados, coas súas consecuencias sobre as economías europeas e os cidadáns. Neste contexto establecéronse as medidas do plan REpowerEU ou iniciativas de intervención nos mercados enerxéticos.

- Os diferentes escenarios a nivel mundial para acadar emisións netas cero en 2050 requiren importantes investimentos e actuacións en eficiencia e na combinación de tecnoloxías dos sistemas enerxéticos. Estes escenarios sitúan ao redor dun 40 % a mellora necesaria en eficiencia enerxética. Ademais, as enerxías renovables suporían máis do 60 % da enerxía primaria, e no caso da xeración de electricidade representarían ao redor do 90 % do total por tecnoloxías. Tamén se sinala que a electricidade sería referente do sistema, e tería un peso ao redor do 50 % da enerxía final consumida a nivel mundial en 2050.

2. Conclusións do capítulo 2: A enerxía en Galicia

- A carteira de produción de enerxía primaria en Galicia actualmente está conformada únicamente por enerxías de carácter renovable, xa que dende o ano 2008 a extracción de lignito pardo autóctono deixou de poder ser explotada por motivo de lexislación ambiental (Directiva 2001/80/CEE). No ano 2019 (o 2020 considérase atípico polo COVID-19) destacan a produción eólica (30 %), a biomasa (29,53 %), a grande hidráulica (21,64 %) e os biocarburantes (12 %).

- Galicia importa fundamentalmente cru de petróleo, que alcanza o 60 % dos recursos importados e ten como destino principal a transformación na refinaría da Coruña, que exporta máis da metade dos produtos petrolíferos transformados. O segueo gas natural, cun 20 % do total importado e con Reganosa como un dos actores principais, e os produtos petrolíferos (15 %). Dende 2019, tralo parón de produción nas centrais térmicas de Meirama e de As Pontes, o carbón viu cómo se reducía a súa importancia no mix galego, pasando do 18 % en 2018 ao 5 % en 2019.

- A presenza de cru de petróleo e de produtos petrolíferos no mix de enerxía primaria importada galego e estatal é superior á media da UE. Entre os motivos que explican esta realidade estarían un maior desenvolvemento do transporte de mercadorías por estrada fronte ao transporte ferroviario (que supón un 2 % de media no Estado, fronte ao 17 % de media na UE) e a necesidade deste combustible para abastecer á frota marítima fronte a outras áreas que non teñen acceso ao mar (PNIEC, 2020).

- Galicia pode cubrir unha cuarta parte do total (25 %) das fontes enerxéticas primarias que precisa grazas ás achegas de enerxía de carácter autóctono, e as tres cuartas partes restantes das necesidades enerxéticas son cubertas mediante importacións de recursos fósiles. Non obstante, o nivel de dependencia enerxética vése tamén afectado polo ano hídrico, de tal forma que un mal ano de precipitacións eleva a dependencia enerxética por riba do 70 %, No ano 2020, cos confinamentos, peches parciais da actividade económica e restricións aos movementos, o nivel de dependencia enerxética baixou ate o 61 %, cifra que coincide co valor obxectivo proposto polo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC (2020) para 2030.

- Aínda condicionada pola gran cantidade de centros transformadores de enerxía que elevan o consumo de enerxía primaria a transformar, Galicia mellorou a súa intensidade enerxética e logrou situarse en 2020 no mesmo nivel que o resto do Estado neste ámbito.

- Galicia está a cumprir cos obxectivos de aforro e eficiencia enerxética que marcou a Directiva 2009/28/CE, relativos á mellora nun 20 % respecto a un escenario tendencial de ausencia de políticas activas específicas para conseguilo. O consumo de enerxía primaria en 2020 situouse en torno aos 5,87Mtep, un 36,8 % por debaixo do límite do escenario tendencial, se ben cómpre confirmar este feito unha vez recuperada a normalidade perdida nese ano.

- Galicia destaca como rexión xeradora de electricidade, xa que produce en torno ao 10 % do total do Estado. O parón nas centrais térmicas de carbón de Meirama e As Pontes conduciu a unha redución de case 10 millóns de MWh, cifra que se viu parcialmente compensada polo incremento paulatino da produción mediante gas natural dende 2019, polo que finalmente a achega galega total ao conxunto de xeración estatal alcanza actualmente os 24 millóns de MWh. A importancia de Galicia a nivel estatal tradúcese en que produce: 1 de cada 4 MWh (26 % en 2021) de electricidade xerada por recursos hídricos do Estado; o 16 % da electricidade xerada por enerxía eólica no Estado; o 19 % dos residuos renovables, que inclúe biomasa, biogás e enerxías mariñas e o 8 % da xeración mediante ciclo combinado de gas natural. Contrariamente, a relevancia galega no Estado en xeración de carbón foi diminuíndo do 28 % en 2018 ate o 9 % do total estatal en 2021.

- A xeración de electricidade en Galicia ten coma orixe fundamentalmente as enerxías renovables. Así, nos últimos cinco anos, a media da produción de electricidade a partir de renovables está próxima ao 65 %-70 %. De feito no 2021 esta porcentaxe renovable alcanzou o 74 %. Por tecnoloxías e nos últimos tres anos, destaca a achega da enerxía eólica (35 %-40 %), seguida pola de ciclo combinado (9 %-21 %) e a hidráulica (17 %-32 %).

- O parque galego de potencia instalada para a xeración de electricidade dispón dunha quinta parte da potencia estatal hidráulica (21,8 % en 2021), do 13,6 % da potencia instalada estatal eólica (cifra que foi descendendo dende 2019 polas novas poxas noutras comunidades autónomas), do 14,7 % das tecnoloxías que empregan residuos renovables para xerar electricidade e o 9 % da coxeración instalada no Estado. Ademais acolle ao 37,3 % da potencia total estatal instalada relacionada co carbón. Isto se debe a que aínda non sucedeu o peche definitivo en Galicia a estas plantas (tan só o parón da actividade).

- A importación de produtos petrolíferos en Galicia ten como destino a refinaría de Repsol da cidade de A Coruña, unha das oito refinarías do Estado, e a metade d Dos produtos petrolíferos dispoñibles expórtanse fóra de Galicia. En relación co gas natural, supuxo nos últimos anos unha porcentaxe das importacións totais galegas entre o 20 % e o 27 %, e as exportacións son moi variables, acadando un 30 % da enerxía final en 2020 cando no ano anterior non houbo exportación ningunha.

- En Galicia, os produtos petrolíferos (descontados os empregados para xerar electricidade e calor) veñen supoñendo a maior partida de enerxía dispoñible para o consumo final, con case a metade da achega total (entre o 43 % e o 48 %). A electricidade ocupa o segundo lugar, con participacións entre o 24 % e o 28 %, do cal preto do 35 %-40 % é exportada cara o resto do Estado. O consumo de combustibles convencionais para uso térmico supón entre o 12 % e o 15 %, as renovables para uso térmico se sitúan entre o 6 % e o 7 %, mentres os biocarburantes e o calor de coxeración achegan en torno ao 3 %. Mención aparte merece o gas natural, que no ano 2020 recuperou un valor de preto do 6 % despois de varios anos con niveis nulos.

- O destino do consumo enerxético galego mantense en proporcións estables, e ven sendo empregado para xerar calor nun 40 %, para o transporte un 33 %-36 % e para xerar electricidade (24 %-26 %).

- O Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) alinéase co Acordo de París e inclúe como compromisos para 2030 unha redución dun 23 % das emisións de gases de efecto invernadoiro dende 1990, que as enerxías renovables acaden o 42 % sobre o uso final da enerxía e supoñan o 74 % do mix de xeración eléctrica, e acadar un 39,5 % de mellora da eficiencia enerxética. Para o horizonte 2050 o obxectivo consiste nunha redución do 90 % das emisións dos gases de efecto invernadoiro e acadar un mix de xeración electricidade completamente renovable.

- O desenvolvemento eólico en Galicia tivo un forte impulso ate o ano 2009, mais os cambios normativos do 2009 conduciron a un parón no ritmo de investimentos entre os anos 2010 e 2017. A incerteza lexislativa provocada imposibilitou ao sector eólico galego poder aproveitar as melloras tanto tecnolóxicas (vinculadas cunha maior potencia) como de redución de custos que se produciron neste período. En cambio, nestes momentos as propostas de novos proxectos para Galicia sumarían unha potencia instalada de 15.000 MW, superando incluso o obxectivo de nova potencia para todo Estado no 2026.

- A implantación da enerxía eólica en Galicia ten efectos positivos en termos económicos, de emprego, de emisións e de redución da dependencia enérxetica. Non obstante, existe unha mobilización social en relación coa instalación dos parques eólicos, argumentando falta de credibilidade das avaliacións de impacto ambiental e incerteza relacionada co compromiso real das administracións públicas na “defensa dos intereses do territorio e na aplicación das normas relativas á defensa do patrimonio natural e da biodiversidade, do patrimonio cultural e da paisaxe”. Neste contexto, tendente á

polarización, as recentes medidas lexislativas do ano 2021, na procura dun desenvolvemento equilibrado, recollen unha aposta pola recuperación do valor produtivo da terra agraria (Lei 11/2021, do 14 de maio) e por un desenvolvemento rural sustentado na necesaria compatibilidade das distintas actividades relacionadas co uso da terra (Lei 7/2021, de 20 de maio).

- A Comisión Europea prevé un importantísimo desenvolvemento da enerxía eólica mariña, que podería subministrar a nivel europeo preto do 14 % da demanda de electricidade en 2030, porcentaxe que se prevé que que chegue ate o 30 % en 2050 (CE, 2021). A finais de 2021 foi aprobada a "Folla de Ruta para o desenvolvemento da eólica mariña e das enerxías do mar en España", que marcaba o obxectivo de conseguir a instalación de entre 1GW e 3GW de enerxía eólica mariña para o 2030; e en 2022 foi lanzada a consulta pública previa ao deseño do "marco normativo para o desenvolvemento das instalacións eólicas mariñas e de enerxías do mar", coa que se persegue que os distintos axentes que fan uso do mar (actividades pesqueiras ou navegación, entre outras) e actividades enerxéticas futuras participen de forma efectiva no deseño da normativa. En Galicia, o futuro desenvolvemento da eólica mariña nas súas zonas costeiras está a ser cuestionado polo sector pesqueiro, sector con especial relevancia cultural, social e económica no territorio. O establecemento de canles de diálogo entre os distintos axentes implicados e as administracións, como o Observatorio da Eólica Mariña da Xunta de Galicia, debería contribuír a compatibilizar os intereses dos distintos sectores implicados.

- As emisións de GEI en Galicia reducíronse estaban en Galicia nosdos 29,013 millóns de toneladas de dióxido de carbono equivalente en 2015, ao mesmo nivel que ende 1990. En só 5 anos, de 2015 a 2020, rebaixáronse aos 18,602 millóns de toneladas, o que supuxo unha minoración do 35,9 %. A esta caída contribuíron o parón da actividade en 2019 da planta de Endesa-As Pontes, o peche da central de Meirama e o parón de actividade de Alu Ibérica, así como a redución nun 13 % das emisións da planta da refinería Repsol da Coruña.

3. Conclusións do capítulo 3: O impacto socio-económico do consumo enerxético en Galicia

3.1. O consumo enerxético na industria galega

- Galicia destaca como a quinta comunidade autónoma con maior consumo enerxético na industria, por detrás de Cataluña, a Comunidade Valenciana, Andalucía e o País Vasco. Cómpre sinalar que o peso relativo da industria galega no consumo enerxético español acada un 8 %, porcentaxe moi por riba da súa participación no PIB, que ven sendo do 5 %.

- O mix de consumos enerxéticos da industria galega é estable no tempo e está dominado pola electricidade (62 %), seguido polo gas natural (24 %) e o gasoleo (8 %). De feito a industria galega é unha das cinco máis electrificadas do Estado. En termos de consumo de gas natural, ao longo dos últimos anos vén de producirse un aliñamento coa media estatal. Obsérvase un maior consumo de produtos petrolíferos que a media estatal, o que vén derivado da actividade de transformación na Refinaría da Coruña.

- Como cabe esperar, as ramas nas que se produce o maior consumo correspóndense coas propias de especialización da economía galega: fabricación de vehículos, téxtil, alimentación, bebidas e tabaco, madeira e cortiza e a produción de enerxía eléctrica, gas e vapor.

- As actividades que maior valor económico reportan por unidade de enerxía empregada son a rama de "Material de transporte" (13.541€ por Ktep consumido), seguido por "Textil, confección, coiro e calzado" (7.669€/Ktep), "Alimentación, bebidas e tabaco" (4.210€/Ktep) e "Coquerías, refino, industria química, produtos farmacéuticos e manufacturas de caucho e plástico" (2.671€/Ktep). Estas actividades, polo tanto, serían as menos sensibles ás subidas dos prezos da enerxía.
- Pola contra, aquelas actividades con maior exposición á suba dos prezos da enerxía serían as de "Produtos minerais non metálicos" (209€ de Excedente Bruto de Explotación por Ktep consumido), as de "Papel e artes gráficas" (223€/Ktep) e as de "Madeiras e cortiza" (877€/Ktep). A análise do valor da produción por Ktep consumido sinala estas mesmas ramas de como as menos intensivas no emprego de enerxía.
- En relación co consumo de enerxía eléctrica por sectores, en Galicia o 52 % da electricidade é consumida pola industria, o 23 % consúmese nos fogares e o 21 % no sector de servizos, mentres que o sector primario consume pouco máis do 1 %.
- A distribución espacial do consumo enerxético nos fogares pode considerarse representativa do peso demográfico e económico de cada provincia. O mesmo ocorre coa distribución provincial do consumo enerxético nos servizos, mais non na industria nin no sector primario: na industria, a desviación principal vén dada polo peso da provincia de Lugo, que ocupa o primeiro lugar con máis do 43 % do consumo enerxético debido á presenza do sector electrointensivo do aluminio, que consume preto do 20 % da enerxía de todo o sector industrial galego; e na agricultura e pesca non sorprende o peso das provincias de Lugo e Ourense.

3.2. Fogares galegos e enerxía

- En 2021 o gasto en enerxía doméstica representou o 4,3 % dos gastos dos fogares galegos. Isto supuxo un incremento do 7 % en dous anos, tendencia contraria á da media do Estado, nos que estes gastos se reduciron un 3 %. Isto produciu unha aproximación, en termos monetarios, do gasto medio galego por fogar ao valor estatal (28.430 € fronte a 29.244 €).
- Dentro dos distintos tipos de consumos enerxéticos nos fogares galegos, o gasto en electricidade é o máis importante, multiplicando 3,4 veces o gasto en gas, 6 veces o de combustibles líquidos e 14 veces o de combustibles sólidos. As familias galegas destinan proporcionalmente a mesma parte da súa renda a pagar a electricidade e o gas que a media de fogares do Estado (2,8 %), mentres que en combustibles líquidos dobra o peso estatal (0,46 % fronte ao 0,23 %). Tanto o gasto total en electricidade como en gas incrementáronse en maior proporción en Galicia entre o 2019 e o 2021, dobrando a media estatal o aumento do gasto en electricidade (8 % fronte ao 4 %) e máis que quintuplicando a suba no gasto en gas (22 % fronte ao 4 %). Pola contra, o gasto total en combustibles líquidos caeu en Galicia nese bienio en liña coa media estatal (-15 %).
- Ao engadir ao 4,3 % de gasto dos fogares galegos en enerxía doméstica un 4,7 % en transporte da un gasto total en enerxía dun 9 %. O perfil de gasto é maior no rural que nas cidades: o 11 % fronte ao 7 % de media.
- Nos fogares galegos o gasto en combustibles para o transporte privado é once veces o destinado ao trasporte público (4,6 % fronte ao 0,4 %), aínda que este último ten máis peso canto maior é o núcleo de poboación. Por combustibles, hai unha clara prevalencia do diésel (3,2 % do gasto total) fronte á gasolina (1,4 %), diferenza que vese acentuada no rural (4,8 % diésel; 1,1 % gasolina).
- A relación entre capacidade de gasto e consumo enerxético relativo non presenta unha pauta clara: no entorno urbano, a porcentaxe de gasto destinada a enerxía sube lixeiramente o gasto a medida que se dispón de maior renda, mentres no rural apenas hai diferenza. Das distintas categorías de gasto en enerxía, a de consumo de electricidade é na que se observa unha maior diferenza entre capacidade de gasto e consumo enerxético, atendendo á renda dispoñible: así a poboación con menor capacidade de gasto destina máis do dobre de recursos que a poboación con maior nivel económico.

- A relación entre capacidade de gasto e consumo enerxético relativo non presenta unha pauta clara: no entorno urbano, a porcentaxe de gasto destinada a enerxía sube lixeiramente o gasto a medida que se dispón de maior renda, mentres no rural apenas hai diferenza. Das distintas categorías de gasto en enerxía, a de consumo de electricidade é na que se observa unha maior diferenza entre capacidade de gasto e consumo enerxético, atendendo á renda dispoñible: así a poboación con menor capacidade de gasto destina máis do dobre de recursos que a poboación con maior nivel económico.

- En Galicia dedícase un punto porcentual máis a pagar o gasto total en enerxía (9,0 %) que no resto do Estado (7,9 %), punto porcentual que se pode vincular co gasto en transporte, xa que o gasto en enerxía doméstica é similar. A diferenza no gasto en transporte ven dada polo gasto en diésel, que en Galicia de media é 1,7 veces o do Estado. En perfil de gasto en enerxía doméstica as diferenzas radican en comparación co resto do Estado cunha menor presenza do gas natural (a metade do gasto porcentual) e o dobre de gasto en gas butano, combustibles líquidos e biomasa.

- Poñendo o foco na tipoloxía de núcleo familiar, o maior gasto en enerxía doméstica, e en especial en electricidade, realízano os maiores que viven sos e as parellas de anciáns bastante por riba do resto. Os fogares que presentan un maior gasto en mobilidade son os de parellas con e sen fillos/as e os monomarentais.

- En relación coa pobreza enerxética, Galicia presenta mellores indicadores que o conxunto do Estado no ano 2020 en tres dos catro indicadores propostos polo Observatorio Europeo de Pobreza Enerxética, e un valor case idéntico no outro. Nese ano do COVID-19 dous dos indicadores empeoraron e dous melloraron.

- No referente ao autoconsumo, Galicia suma en 2022 un total de 3.239 instalacións de autoconsumo, sete veces máis que as que había no 2020 (449 instalacións) e catro veces máis que a inicios do ano pasado 2021 (866 instalacións). Constátase, por tanto, un incremento exponencial neste tipo de instalacións, indicativo do atractivo que ten para os consumidores individuais e colectivos (comunidades) de enerxía eléctrica. Dende as Administracións (INEGA e IDAE, principalmente) hai numerosas axudas para distintas tecnoloxías como a solar fotovoltaica, a biomasa, o biogás, a aerotermia, a xeotermia, a solar térmica ou a minieólica. Con elas dinamízase a instalación e xeralización do uso das enerxías renovables para o autoconsumo.

- Atendendo ás certificacións enerxéticas, o parque de edificación galego presenta unha cualificación que pode situarse no rango medio-alto, cunha achega ao total estatal que está entre o 5 % e o 6 por diante doutras comunidades e rexións do norte do Estado. Destaca Galicia nas novas edificacións, con valores de etiquetado en certificación enerxética que alcanza o 10 % da cualificacións “A”.

3.3. O tecido empresarial do sector da enerxía

- O número de empresas relacionada coa actividade “R35 fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado” en Galicia incrementouse no último ano, pasando das 387 empresas no 2020 a un total de 423 en 2021. En relación ao número de empresas no Estado, Galicia pasou de pesar un 3,3 % en 2020 a un 3,7 % en 2021. Dentro desta rama de actividade en Galicia, o 95 % das empresas dedícanse fundamentalmente á “Producción, transporte e distribución de enerxía eléctrica”, preto do 1 % a “Producción de gas; distribución por tubería de combustibles gaseosos” e o 3 % restante pertence a empresas de “Subministro de vapor e aire acondicionado”.

- No referente á achega ao PIB galego, o valor do conxunto das actividades “Industrias extractivas; suministro de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado; subministro de auga, actividades de saneamiento, xestión de residuos e descontaminación” moveuse nos últimos 10 anos entre os 3.200 M€ (en 2013 e en 2018) e os 2.500 M€ anuais (2019). A achega final sitúase en torno ao 4-5 % sobre o total do PIB galego ao longo destes anos (porcentaxe similar á rama de “agricultura, gandería, silvicultura e pesca” e lixeiramente por baixo do da “construción” (6 %-7 %)).

- No referente ao valor engadido bruto (VEB), a rama de actividade "R35. Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado" achegou no 2019 un 3,28 % do valor engadido bruto total galego, o que supuxo 1.893 M€. A achega no ano 2019 redúcese preto do 30 % en comparación co ano 2018. A razón está no parón da actividade nas centrais térmicas de As Pontes e Meirama en 2019. Nese ano, 2019, o valor engadido bruto é similar ao da "agricultura, gandaría e caza" (3,21 %), ao de "información e comunicacións" (3,15 %), ou ao de "actividades financeiras e de seguros" (3,51 %). Polo tanto, a actividade de fornecemento de enerxía é unha actividade estratéxica para Galicia a nivel industrial, xa que case un de cada cinco euros a nivel de valor engadido bruto provén da actividade enerxética.

- O índice de produción industrial de Galicia con base no ano 2015 no referente á "Enerxía" sitúase a mediados de 2022 nos 63,97 puntos. Isto é, na actualidade Galicia reduciu a súa produción industrial de enerxía nun 36 % en relación a 2015. Este valor está moi por debaixo da media galega da industria (108,03), así como por debaixo da media estatal, tanto do índice de enerxía (101,44) como tamén do conxunto industrial estatal (113,20). Esta situación vén derivada sobre todo do parón na produción das instalacións térmicas de As Pontes e Meirama a partir do ano 2019. Estas centrais termoeléctricas de carbón pasaron de xerar en 2018 un 32 % da electricidade (e de supoñer 2.476 kteps en 2018 de enerxía primaria) a xerar tan só o 10 % da electricidade galega en 2019 (e alcanzar os 588 kteps en 2019 de enerxía primaria). A taxa de variación entre o 2021-2022 foi negativa en Galicia (-13,1 %) e positiva no Estado (15,9 %). No caso de analizar o índice de produción industrial específico para a sección ou a rama específica de actividade "35 Fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado" o valor para Galicia é practicamente a metade do do Estado.

- O índice de prezos industriais con destino "Enerxía" duplicouse entre xuño de 2021 e xuño de 2022 (+92 %). O valor do índice de prezos industriais incrementouse case tanto nos últimos 15 meses (marzo 2021-xuño 2022), un 106 %, como nos anteriores 7 anos (xuño 2015-xuño 2022), un 110 %. Máis particularmente, se tomamos de referencia o comezo da guerra da Ucraína a finais de febreiro de 2022, o incremento supuxo un 24 % máis en apenas 5 meses, sendo crítico o incremento do 18,8 % de febreiro a marzo de 2022, cando comeza a invasión rusa. Para a rama da industria "35 subministro de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado" no ano 2019, previo ao do COVID-19, os prezos industriais estaban nun valor de 104 para Galicia e de 99 de media no Estado, e os últimos valores rexistrados en xuño de 2022 son 284 Galicia e 235 Estado, case tres veces máis os do ano 2015.

- A poboación ocupada en Galicia dentro da Industria da enerxía, subministro de auga e xestión de residuos absorbe ao 4,7 % dos empregos totais do sector industrial, cunha perda de emprego superior ao 30 % nestes dous últimos anos, segundo datos do IGE. É interesante salientar como a participación feminina no sector foi incrementándose e pasou do escaso 10 % en 2020 ao 34 % no segundo trimestre de 2022, o que implicou un crecemento en postos laborais femininos do 125 % entre 2020 e 2022.

- A rama de actividade específica de fornecemento de enerxía eléctrica, gas, vapor e aire acondicionado vén acollendo dende 2013 ao 0,16 %-0,17 % dos postos de traballo e das persoas empregadas de Galicia, en torno a 1.900 persoas en 2019, valores semellantes aos da "industria textil", a "industria de papel", a "industria química" ou a de "actividades das axencias de viaxes, operadores turísticos, servizos de reservas e actividades relacionadas". Mobilizou en 2019 o 0,50 % dos soldos e salarios da economía galega, valor que acadara o 0,69 % en 2014 como valor máximo dende 2001. Polo tanto, esta rama de está caracterizada por dar traballo directo a un número reducido de persoas, en torno ás 2.000, e por ofrecer soldos elevados respecto aos da media do resto das ramas de actividade, para unha achega ao PIB que se sitúa en torno ao 3-5 %.

4. Conclusións do capítulo 4: A situación das redes e das infraestruturas enerxéticas en Galicia

- As infraestruturas enerxéticas galegas son variadas e están cambiando de xeito importante nos últimos anos. No eido dos combustibles fósiles, destaca a capacidade de procesamento de petróleo e toda a infraestrutura asociada que inclúe un oleoduto, con investimentos importantes en novas infraestruturas portuarias. Tamén Galicia conta con capacidade de regasificación para incorporar o gas natural licuado de importación nas redes de transporte e distribución dispoñibles en Galicia para o seu uso final. Sigue habendo importantes investimentos por parte das principais compañías que confirman a súa vocación de permanencia, expandindo as súas liñas de negocio no sector enerxético máis alá de todo o relacionado cos combustibles fósiles, considerando a transición enerxética e a economía circular como referencias das súas estratexias.

- A infraestrutura de xeración eléctrica está trocando coa práctica paralización da produción térmica con carbón, o menor peso da coxeración e o avance das tecnoloxías renovables. A enerxía eólica tivo un auxe importante na primeira década deste século para despois minorar o seu ritmo de crecemento. Na actualidade existe un importante número de solicitudes de novas instalacións eólicas que contan con autorización de conexión á rede e están realizando o proceso de tramitación na administración autonómica. A capacidade de produción de hidroelectricidade en Galicia é importante, tanto con grandes encoros como con instalacións minihidráulicas.

- Para o desenvolvemento enerxético son precisas unhas infraestruturas axeitadas de transporte e distribución. Cabe lembrar que Galicia non conta cunha interconexión do oleoduto, pero si existe no caso do gasoduto e para o transporte de electricidade, facilitando non só o fluxo físico de enerxía senón tamén o funcionamento dos mercados. Terá que adaptarse a infraestrutura segundo os escenarios que se consideren, así se hai un desenrolo importante do hidróxeno verde haberá que considerar en paralelo o interese dun hidroduto.

- No que se refire á infraestrutura de transporte e distribución de electricidade, unha cuestión relevante é a súa capacidade para atender as necesidades dos consumidores galegos co máximo nivel de calidade. E o outro elemento a valorar é a capacidade para absorber o importante volume de xeración eléctrica renovable, principalmente eólica, previsto para os vindeiros anos. Dende o operador do sistema sinalase que a curto prazo non habería problema ao darse a substitución de activos térmicos convencionais por un equivalente de renovables o que supón que a rede xa estaría dimensionada.

- O repotenciamento (repowering) de parques eólicos pode ser importante no futuro, a media de idade das instalacións en Galicia é alta, dado o auxe de implantación comentado a principio de século, e está aproximándose en moitos parques á vida útil estimada ao inicio da operación destas instalacións, entre os 20-25 anos, o que leva a pensar que sería de interese discutir polo miúdo esta opción para minimizar número de aeroxeradores é aumentar produción eléctrica sen incrementar a ocupación do territorio. O diálogo entre todos os axentes implicados facilitaría concretar medidas para desenvolver estes procesos se se consideran de interese.

- Unha cuestión importante, a ter en conta, é como se desenvolven os procesos de desmantelamento de instalacións enerxéticas e infraestruturas asociadas que deixan de ter uso, considerando no só a dimensión económico-social, senón tamén o referente ao impacto medioambiental. Tamén no caso en que se facilite un novo uso enerxético hai que considerar os impactos ambientais. Nos repotenciamentos eólicos haberá novos efectos no territorio e tamén haberá que tratar con importantes volumes de residuos relacionados cos aeroxeradores que se retiran ou con infraestruturas de evacuación de electricidade que deixan de estar operativas.

5. Conclusións do capítulo 5: Os mercados enerxéticos

- O índice de prezos ao consumo dos produtos enerxéticos en Galicia no período máis recente amosa que Galicia, dada a súa dependencia enerxética dos combustibles fósiles, está exposta á volatilidade de prezos dos mercados internacionais de recursos primarios enerxéticos. Deste xeito, a tendencia de aumento de prezos neses mercados que aconteceu desde finais de 2020, sobre todo do petróleo e do gas natural, estivo trasladándose aos mercados domésticos de enerxía final dos consumidores galegos.

- A análise do índice de prezos ao consumo dos produtos enerxéticos tamén permite observar a escasa diferenciación do seu comportamento con respecto ao índice de prezos do conxunto do Estado. Isto explícase debido a un proceso de formación de prezos similar, no que o único factor con capacidade para diferenciar algo os prezos situaríase no nivel de competencia nos mercados polo miúdo.

- Unha vía para que os fogares e empresas de Galicia eviten esa dependencia exterior coa volatilidade de prezos asociada, e tamén poidan acadar vantaxes en custos, é o aproveitamento de recursos enerxéticos propios a través do autoconsumo, da promoción de comunidades enerxéticas e, no caso das empresas, tamén mediante contratos corporativos para o establecemento de subministro enerxético pactado con produtores galegos, evitando así tamén as perdas asociadas ao transporte de enerxía.

- No mercado polo miúdo de combustibles, os prezos de venda ao público e antes de impostos para gasolinas e gasóleos son superiores en Galicia respecto aos prezos no resto do Estado, aínda que diminuíron as diferenzas nos últimos anos. A nivel provincial, a CNMC sinala, nun informe específico, que no caso da provincia de Ourense a menor presencia de estacións independentes, e ademais con pouca presión competitiva en prezos respecto ao dato estatal, semella ter incidencia nos seus elevados prezos, sobre todo do gasóleo. No caso da provincia da Coruña dáse o paradoxo de que aínda tendo unha diferencia pouco significativa respecto á referencia nacional na súa estrutura de mercado en cotas por operador, e existindo unha aparente presión competitiva por diferenza de prezos, conte con prezos medios da gasolina 95 elevados.

- O gas natural conta cunha importante demanda para consumo industrial en Galicia. No segmento doméstico o nivel de penetración é menor en Galicia respecto ao conxunto do Estado, se ben o ritmo de aumento é maior respecto ao que acontece en España. Trátase dun combustible de transición, polo que haberá que ver a súa contribución en paralelo co avance das enerxías renovables e os procesos de electrificación da economía. O mercado polo miúdo do gas natural en Galicia, coa información dispoñible do ano 2019, está máis concentrado que no Estado, o que pode ser un indicador de menor competencia e prezos máis altos nese segmento, que se reflectiría na menor taxa de cambio de comercializadora de gas no mercado libre dos clientes de gas en Galicia respecto á taxa en España.

- A industria supón máis da metade do consumo eléctrico en Galicia, fronte á unha media a nivel estatal dun terzo, se ben perde peso nos últimos anos, con cerca dun 20 % menos de consumo en termos absolutos en 2020 respecto a 2016, reflectindo crises industriais. Existe unha alta sensibilidade aos prezos eléctricos por parte das industrias electrointensivas, polo que sería de interese estudar alternativas de subministro como os contratos corporativos.

- O mercado polo miúdo de electricidade en Galicia presenta unha evolución entre 2016 e 2020 de aumento de competencia, cun importante crecemento da cota de mercado de operadores pequenos, feito que debe redundar na posibilidade de conseguir mellores ofertas por parte dos consumidores galegos. Outro feito destacable deste mercado é a elevada taxa de consumidores galegos acollidos ao mercado regulado co PVPC respecto ao nivel estatal, se ben obsérvase un elevado ritmo de paso de clientes do mercado regulado cara o mercado libre.

- En canto ao nivel de satisfacción cos servizos enerxéticos, o nivel de reclamacións en Galicia co subministro de gas natural e electricidade sitúase por riba da media estatal. Particularmente, no caso da electricidade, tanto no ano 2019 como no ano 2020 os consumidores galegos foron os que máis reclamacións fixeron. Os principais motivos das reclamación teñen que ver coas medicións dos contadores, coas facturacións recibidas e cos prezos e tarifas empregados.

- En xeral os datos galegos de duración das interrupcións de subministro eléctrico (TIEPI) e do seu número (NIEPI) non se diferencian en exceso das referencias estatais. Estes indicadores de calidade amosan un mellor comportamento en zonas urbanas e rurais dispersas de Galicia respecto ás medias estatais, pero son peores nas zonas semiurbanas e rurais concentradas galegas, sendo a provincia de Lugo a que ten os peores valores.

6. Conclusións do capítulo 6: A política enerxética galega

- As actuacións das autoridades galegas en materia enerxética están condicionadas en moitos aspectos polos niveis competenciais europeo e español. En todo caso, hai aspectos onde poden marcar o desenvolvemento enerxético partindo dunha planificación xeral que se concrete despois co establecemento de planificacións sectoriais, apoio á creación de novas infraestruturas e emprego de instrumentos regulatorios e económicos para lograr obxectivos enerxéticos relacionados coas empresas e cos fogares.

- A política galega en materia enerxética está a cumprir os obxectivos marcados nas planificacións recentes como as Directrices enerxéticas 2018-2020. No momento actual estase á espera da publicación da Axenda Enerxética de Galicia 2030 que guiará as accións do goberno galego en materia enerxética nos vindeiros anos. Os eixos principais dos plans pasados, e que se seguen considerando para o futuro, son o desenvolvemento de enerxías renovables e o aumento da eficiencia enerxética.

- Unha planificación enerxética sectorial axeitada debe ter en conta as necesidades e perspectivas dos cidadáns e as partes interesadas en todas as fases do desenvolvemento dos proxectos. Isto abrangue desde a formulación de políticas ata a ordenación do territorio e o desenvolvemento do proxecto. Deben fomentarse as boas prácticas para garantir unha distribución xusta dos distintos impactos das instalacións entre a poboación local, de xeito que se evitarían en gran parte conflitos posteriores. Entre os diferentes sectores, o eólico en Galicia ten unha gran importancia, e aínda vai ser maior a pouco que se leven adiante parte dos proxectos que están en tramitación, polo que a sensibilidade sobre as decisións que se adopten, fai necesaria unha política enerxética o máis coherente posible, atendendo tanto aos impactos económicos como aos sociais e ambientais.

- A axilización e clarificación da tramitación administrativa é unha das cuestións que se lle reclaman ás autoridades. En particular, no sector eólico estase nun momento complexo que desembocou na moratoria establecida na lei 18/2021, do 27 de decembro. Debido ao contexto actual de necesidade dunha expansión rápida das enerxías renovables en Europa, dende a Comisión Europea, aconséllase a axilización administrativa. Entendendo que hai que manter os obxectivos de supervisión e control dos procedementos, e máis que axilizar por simplificar ou non ter en conta algún aspecto, a recomendación debe ir por identificar os puntos onde se retardan máis os procesos, para buscar vías de aceleración.

- Outro tema fundamental é a interacción entre niveis administrativos en moitos aspectos clave para o sector enerxético. Entran en xogo as competencias propias de cada nivel que obrigan a unha coordinación para que se poida desenvolver axeitadamente

a iniciativa correspondente nun entorno estable. A planificación de infraestruturas require en moitos aspectos acordos entre administracións e outro tipo de axentes como operadores de redes. No momento actual, outro ámbito no que é preciso concordar é o desenvolvemento da enerxía eólica mariña. A determinación das áreas de desenvolvemento potencial de enerxía eólica mariña, é competencia do Estado, pero con claras implicacións para Galicia en sectores como o pesqueiro. Outro exemplo, dáse cos proxectos de instalacións de xeración eléctrica de máis de 50MW de potencia, xa que o procedemento administrativo é competencia estatal, sendo a administración galega parte interesada, polo que tamén participa no proceso administrativo, razón pola que debería haber canles de coordinación que faciliten o correcto desenvolvemento dos procesos de autorización por interese mutuo.

- En Galicia hai catro impostos indirectos propios establecidos por lexislación autonómica, que se basean na consideración dos efectos negativos asociados á explotación de instalacións enerxéticas. Estes impostos relaciónanse coa contaminación atmosférica, co impacto ambiental das augas encoradas, co número de aeroxeradores por parque eólico e co emprego de caudais de auga para producir electricidade. A recadación dos tres primeiros supón algo máis do 1% do total obtido por impostos indirectos pola administración galega .

- No que se refire aos apoios económicos hai tres áreas de acción que absorberon os recursos do Inega no ano 2021: as enerxías renovables, a eficiencia e a mobilidade. As axudas económicas para a promoción do emprego de enerxías renovables en empresas e fogares dirixíronse, sobre todo, a enerxía fotovoltaica e a biomasa. Dentro das axudas para incrementar a eficiencia enerxética, houbo recursos para accións específicas en empresas, destacando o bono enerxía peme, e tamén se concederon axudas aos fogares, como as do plan de renovación de electrodomésticos, entre outras. No que se refire á mobilidade, os apoios centráronse nas axudas á adquisición de vehículos eléctricos e no fomento de infraestruturas asociadas.

- No momento actual hai unha importante mobilización de recursos financeiros públicos que Galicia debe aproveitar. As decisións para a asignación de fondos europeos e estatais, como os relacionados coa transición xusta, obrigan a unha coidadosa análise por parte das autoridades galegas para que o seu destino sexa o máis eficiente posible, atendendo ao balance entre investimento e resultados que se prevé acadar. No eido tecnolóxico hai que ter presente o principio de neutralidade da UE, que supón non fomentar artificialmente unha tecnoloxía en detrimento doutras.

- As autoridades galegas non deben esquecer a parte da política enerxética máis "política" que consiste no establecemento das canles de diálogo con outras administracións públicas, coas empresas, coas organizacións sociais, cos cidadáns para acadar do mellor xeito posible os obxectivos enerxéticos. Neste eido, a comunicación con outras administracións como a estatal, ou, de ser o caso, tamén as de nivel europeo, pode ser decisiva, como se sinalou antes, para a ordenación dos recursos, a planificación de infraestruturas e, tamén, o coñecemento das liñas de axuda ás que pode optar Galicia, entre outros asuntos. A interacción coas empresas tamén pode ser de interese para consensuar e guiar accións comúns, como levar a práctica determinados investimentos. No caso das organizacións sociais, o diálogo permite considerar tamén puntos de vista alternativos, comprender os impactos positivos e negativos de determinadas accións, ou o nivel de eficiencia das mesmas dende a percepción destas organizacións. No caso dos cidadáns, é importante a comprensión das diferentes accións de política enerxética, con información transparente que amose os beneficios das mesmas e os custos asociados, de xeito que non só poidan avaliar esas accións senón tamén guiar decisións propias como poidan ser as de consumo.

7. Conclusións do capítulo 7: Perspectivas de futuro

- A transición enerxética en Galicia está chamada a ter un impacto relevante na súa economía. As enerxías renovables son chave no proceso de transición enerxética: as tecnoloxías que empregan recursos fósiles van ir sendo desprazadas por tecnoloxías baseadas en fontes enerxéticas renovables, que en Galicia xeran en torno ao 60 % ou 70 % da electricidade. O cumprimento do período temporal de vida útil das plantas tecnolóxicas convencionais, unido a peches acelerados provocados por motivos económicos, deberían afianzar o perfil tecnolóxico e enerxético galego hacia o liderado renovable. Aínda así, semella importante animar á reflexión e clarificación sobre: o nivel de industrialización e creación de postos de traballo directos e indirectos na cadea de valor da xeración de electricidade grazas ás tecnoloxías implantadas -especialmente renovables-; a permanencia no tempo dos postos de traballo creados, máis alá dos períodos iniciais de instalación e posta en funcionamento, a participación dos donos do territorio onde se instala e afecta a tecnoloxía renovable, así como da implicación da propia comunidade vinculada con ese territorio chamado a coller as plantas de enerxía, e/ou como se pode beneficiar o tecido empresarial e industrial galego á hora de promocionar proxectos de enerxía renovable dentro e fóra de Galicia.

- A economía está chamada a electrificarse, polo que as redes e infraestruturas enerxéticas terán especial importancia. Deberá planificarse non só a rede eléctrica, incluída a rede de puntos de recarga de motores eléctricos, senón tamén a conexión e mellora da rede gasista e a rede de oleodutos, que marcarán a potencialidade da comunidade no mercado do gas natural e do hidróxeno. A isto hai que sumar a complexidade que significará para o sistema a xestión da integración da electricidade xerada por enerxías renovables (caracterizadas por seren intermitentes, condicionadas pola estacionalidade e favorecer a descentralización e a dispersión). Isto implicará o mantemento de investimentos na rede intelixente de transporte, distribución e almacenamento de electricidade.

- A aposta polas enerxías renovables vai precisar do avance no deseño de tecnoloxías de almacenamento de enerxía que fagan posible o funcionamento e o equilibrio do sistema. O hidróxeno semella ser unha desas opcións tecnolóxicas que faciliten o almacenamento, e Galicia ten potencialidade para a súa explotación. A localización xeográfica de Galicia, porta marítima atlántica europea, pode xogar un papel importante no mercado do gas natural licuado e do futuro mercado do hidróxeno, nos biocombustibles e na construción marítima vinculada coas enerxías renovables mariñas. De feito, a utilización do hidróxeno verde sinálase como parte da solución para chegar á neutralidade climática en 2050 e poder desenvolver cadeas de valor de tipo industrial e innovadoras en España e na UE. O proxecto da Coruña, relacionado coa produción de hidróxeno renovable destinado a distintos usos industriais e para mobilidade, destaca como un dos cinco seleccionados para a súa presentación na Folla de Ruta do Hidróxeno do Ministerio para Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico (MITECO). Galicia presenta ademais outros proxectos empresariais relevantes: a planta de hidróxeno verde de Reganosa e EDP Renovables “H2Pole” que se instalará en As Pontes; o “hub” de abastecemento en porto a buques na terminal de gas natural licuado de Reganosa en Mugardos; o proxecto liderado por Repsol, Reganosa e Naturgy para a transformación a gran escala de excedentes de esterco e outros residuos; o proxecto de almacenamento enerxético cunha central hidroeléctrica de bombeo que levan a cabo Reganosa e EDP-Renovables en As Pontes; e o proxecto sobre biogases e biocombustible de Repsol.

- Ao longo dos últimos tempos as comunidades enerxéticas téñense convertido en opcións interesantes para potenciar o autoconsumo, o almacenamento e a aposta pola produción de electricidade vía renovables. Permiten o agrupamento de consumidores para a xeración conxunta de electricidade empregando enerxías renovables. A Unión Europea aposta por combinar a xeración convencional centralizada con mercados descentralizados, intelixentes e interconectados. O futuro virá condicionado, pois, pola

actuación de cada consumidor ou conxunto de consumidores (comunidades enerxéticas), que pode incluír a xeración de electricidade, o almacenamento, compartir electricidade, consumila e/ou vendela. Semella relevante a reflexión sobre que papel pode xogar o autoconsumo na nosa comunidade, sobre todo no rural, e como pode contribuír a mellorar o acceso á rede eléctrica dos territorios con peores calidades de rede de distribución.

- Os proxectos que van liderar as futuras actuacións en relación cos Fondos Europeos Next Generation que poden vincularse coa actividade económica e industrial galega estarán en liña co sector da automoción co vehículo eléctrico, o sector enerxético coa dinamización das enerxías renovables, do hidróxeno verde ou do almacenamento de enerxía, así como cos sectores aeroespacial ou co agroalimentario (Xunta de Galicia, 2021).

- É importante seguir apostado por conseguir melloras nos indicadores de aforro e eficiencia enerxética. Redundan positivamente tanto na sustentabilidade ambiental como na seguridade de subministración e na accesibilidade, ademais de permitir unha redución dos custos da transición enerxética e o nivel de dependencia enerxética.

- Son numerosos os proxectos de I+D+i relacionado coa enerxía que se están a desenvolver actualmente e ao longo dos últimos anos en Galicia. Neste eido destacan as tres universidades públicas do Sistema Universitario Galego, con máis de 90 proxectos sobre enerxía, así como o Instituto Tecnolóxico de Galicia. Os campos nos que se desenvolven as investigacións son diversos: abandono de combustibles fósiles e descarbonización; avaliación de políticas para a transición enerxética; bioenerxía e uso da biomasa e do tratamento de residuos para a xeración de enerxía; eficiencia enerxética e sustentabilidade; uso da enerxía no sector naval; xeración de enerxía mediante tecnoloxía eólica, eólica off-shore, mariñas, solar e xeotérmica; uso de enerxía para refrixeración; o reto da xestión da mobilidade, mobilidade eléctrica e redución de emisións no transporte; xestión da rede eléctrica, asignación de recursos en redes, sistemas enerxéticos integrados, inferencia estatística complexa e xeración renovable; industria da automoción, flexibilidade da demanda, xestión enerxética, simulación de procesos, eficiencia enerxética; as EDAR, eficiencia enerxética, enerxías renovables, xestión enerxética, flexibilidade da demanda; comunidades enerxéticas, enerxías renovables, almacenamento, xestión avanzada, Intelixencia Artificial; e a mobilidade eléctrica, puntos de recarga, xestión enerxética, enerxías renovables, deseño e simulación.

Bibliografía

Asociación de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica de Galicia (2022). URL: https://www.apyde.com/apyde/ (accedido en 01/12/2022).

Asociación Eólica de Galicia (2022). URL: https://www.ega-asociacioneolicagalicia.es (accedido en 15/11/2022).

Atriga (2022). *Guía do Imposto sobre a contaminación atmosférica*. URL: https://www.atriga.gal/tributos-da-comunidade-autonoma/contaminacion-atmosferica/guia-do-imposto-sobre-a-contaminacion-atmosferica (accedido en 01/12/2022).

Augas de Galicia (2022a). *Plan Hidrolóxico Galicia-Costa 2015-2021*. URL: https://augasdegalicia.xunta.gal/docs/7/7?content=plan-hidroloxico-gc/seccion.html&sub=Subseccion_002/ (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *Plan Sectorial Hidroeléctrico*. URL: https://augasdegalicia.xunta.gal/seccion-colectivo/c/Hidroeletricas?content=/Portal-Web/Contidos_Augas_Galicia/Seccions/plan-sectorial-hidroelectrico/seccion.html&std=plan-sectorial-hidroelectrico.html (accedido en 01/12/2022).

Axencia Tributaria de Galicia (2022a). *Guía do canon eólico*. URL: https://www.atriga.gal/tributos-da-comunidade-autonoma/canon-eolico/canon-eolico (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *Guía do Imposto dano ambiental augas encoradas*. URL: https://www.atriga.gal/tributos-da-comunidade-autonoma/dano-medioambiental-augas-encoradas/dano-medioambiental-augas-encoradas (accedido en 01/12/2022).

Begasa (2022). *Begasa-compañía*. URL: https://www.begasa.es/quienes-somos (accedido en 01/12/2022).

Bloomberg (2022). *Energy Transition Investment Trends 2022- Tracking global investment in the low-carbon energy transition*. URL: https://about.bnef.com/energy-transition-investment/ (accedido en 01/12/2022).

BOE (2022). *Resolución de 27 de junio de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural*. URL: https://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-10760 (accedido en 01/12/2022).

BP, p.l.c. (2022). *Statistical Review of world energy*. URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html (accedido en 01/12/2022).

Comisión Europea (2012). *Comunicación da Comisión ao Parlamento Europeo, ao Consello, ao Comité Económico e Social Europeo e ao Comité das Rexións, Crecemento azul, Oportunidades para un crecemento mariño e marítimo sustentable. COM/2012/494 final*. Bruselas. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012DC0494&from=PL (accedido en 15/11/2022).

— (2020a). *Comunicación da Comisión ao Parlamento Europeo, ao Consello, ao Comité Económico e Social Europeo e ao Comité das Rexións, Estratexia «da granxa á mesa» para un sistema alimentario xusto, saudable e respectuoso co medio ambiente. COM(2020) 381 final*. Bruselas. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0381 (accedido en 15/11/2022).

— (2020b). *Comunicación da Comisión ao Parlamento Europeo, ao Consello, ao Comité Económico e Social Europeo e ao Comité das Rexións, Unha estratexia da UE para aproveitar o potencial da enerxía renovable en alta mar para un futuro neutro desde o punto de vista climático, COM/2020/741 final*. Bruselas. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&qid=1605792629666 (accedido en 15/11/2022).

— (2022). *Plan REPowerEU. Com (2022) 230 Final*. URL: https://www.eeuropa.org/repowereu.html (accedido en 01/12/2022).

Comisión Europea (2022). *Resolución del Parlamento Europeo, de 3 de mayo de 2022, sobre una economía azul sostenible de la UE: papel de los sectores de la pesca y la acuicultura (2021/2188(INI))*. Bruselas.

Comisión Nacional de Mercados y Competencia (2020a). *Informe sobre las reclamaciones planteadas por los consumidores a las comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica y gas natural durante el año 2019*. URL: https://www.cnmc.es/expedientes/isde00120 (accedido en 01/12/2022).

— (2020b). *Mercado minorista de gas natural 2019*. URL: https://www.cnmc.es/expedientes/isde00619 (accedido en 01/12/2022).

— (2021a). *Anexo 10: Mercado minorista de gas natural en la Comunidad Autónoma de Galicia. Año 2019*. URL: https://www.cnmc.es/expedientes/isde01620 (accedido en 01/12/2022).

— (2021b). *Boletín Informativo de la distribución de carburantes en estaciones de servicio*. URL: https://www.cnmc.es/sites/default/files/3491031_53.pdf (accedido en 01/12/2022).

— (2022a). *Boletín Informativo de la distribución de carburantes en estaciones de servicio*. URL: https://www.cnmc.es/sites/default/files/4381019.pdf (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *Cambios de comercializardor 2018-2021 por Comunidades Autónomas*. URL: https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/cambio-de-comercializador (accedido en 01/12/2022).

— (2022c). *Estadística de petróleo mes de septiembre de 2022*. URL: https://www.cnmc.es/estadistica/estadistica-de-productos-petroliferos (accedido en 01/12/2022).

— (2022d). *Estadísticas del mercado del gas natural en España*. URL: https://www.cnmc.es/estadistica/estadisticas-de-gas-natural-3 (accedido en 01/12/2022).

— (2022e). *Estadísticas GLP-Septiembre 2022*. URL: https://www.cnmc.es/estadistica/estadistica-gases-licuados-del-petroleo-glp (accedido en 01/12/2022).

— (2022f). *Estadísticas. Ventas de renovables, cogeneración y residuos*. URL: https://www.cnmc.es/estadisticas?hidtipo=12749 (accedido en 01/12/2022).

— (2022g). *Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad. Año 2020 y avance sobre la situación de crisis energética actual*. URL: https://www.cnmc.es/expedientes/isde02721 (accedido en 01/12/2022).

Confederación Hidrográfica del Cantábrico (2022). *Confederación Hidrográfica del Cantábrico*. URL: https://www.chcantabrico.es/organismo/chcantabrico (accedido en 01/12/2022).

Confederación Hidrográfica Miño-Sil (2022). *Confederación Hidrográfica Miño-Sil*. URL: https://www.chminosil.es/es/ (accedido en 01/12/2022).

Consello da Cultura Galega (2021). *Informe da Comisión Técnica Temporal sobre enerxía eólica e paisaxes culturais en Galicia. Enerxía Eólica e Paisaxes culturais en Galicia. Santiago de Compostela: Consello da Cultura Galega, 2021. 1ª edición*. Santiago de Compostela. URL: 10.17075/icttseepc.2021 (accedido en 15/11/2022).

Consello Europeo (2022). *Paquete de medidas «Objetivo 55»*. URL: https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/ (accedido en 01/12/2022).

Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (2022). *Informes Estadísticos Anuales y Boletínes Estadísticos de Hidrocarburos Mensuales*. URL: https://www.cores.es/es/publicaciones (accedido en 01/12/2022).

DeAngelo, J et al. (2021). *Energy systems in scenarios at net-zero CO2 Emissions*. Ed. por Nature. URL: https://doi.org/10.1038/s41467-021-26356-y (accedido en 01/12/2022).

Decreto 128/2016, do 25 de agosto, polo que se regula a certificación enerxética de edificios na Comunidade Autónoma de Galicia (2016). URL: https://www.inega.gal/sites/default/descargas/RGEE/19_DECRETO_128_2016.pdf (accedido en 01/12/2022).

Decreto 205/1995, do 6 de xullo, polo que se regula o aproveitamento da enerxía eólica na Comunidade Autónoma de Galicia (1995). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/1995/19950717/Anuncio2992_gl.html (accedido en 01/12/2022).

Decreto 45/2015, do 26 de marzo, polo que se regula o procedemento integrado para a implantación de instalacións de distribución polo miúdo de produtos petrolíferos (2015). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2015/20150413/AnuncioCA04-070415-0001_gl.html (accedido en 01/12/2022).

Decreto 9/2017, do 12 de xaneiro, polo que se establecen os órganos competentes para a resolución dos procedementos de autorización de instalacións eléctricas que sexan competencia da Comunidade Autónoma de Galicia (2017). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2017/20170201/AnuncioG0424-250117-0001_gl.pdf (accedido en 01/12/2022).

El periódico de la energía (2022). *Los últimos latidos de la central térmica de As Pontes*. URL: https://elperiodicodelaenergia.com/los-ultimos-latidos-de-la-central-termica-de-as-pontes/ (accedido en 01/12/2022).

Electromaps (2022). *Puntos recarga vehículos eléctricos*. URL: https://map.electromaps.com/es/ (accedido en 01/12/2022).

EMBER (2022). *Global Electricity Review 2022*. URL: https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/ (accedido en 01/12/2022).

Enagás (2022). *Red transporte-gasoductos. Mapa*. URL: https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-gasista/infraestructuras-energeticas/red-transporte/gasoductos/ (accedido en 01/12/2022).

Energy Information Administration (2022). *Energy explained*. URL: https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/biomass-and-the-environment.php (accedido en 15/11/2022).

European Commission (2022a). *Climate Action. Sistema europeo de permisos negociables*. URL: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en (accedido en 01/12/2022).

— (2022a). *Energy and the Green Deal*. URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_es (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *State of the Union 2022. Energy prices: Commission proposes emergency market intervention to reduce bills for Europeans*. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5489 (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *Taxes in Europe Database*. URL: https://ec.europa.eu/taxation_customs/tedb/taxDetails.html?id=4083/1656626400 (accedido en 01/12/2022).

Eurostat (2022a). *Complete energy balances*. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_c/default/table?lang=en (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *Electricity prices by type of user*. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/TEN00117__custom_3570870 (accedido en 01/12/2022).

— (2022c). *Energy Balance flow for EU27_1990 2020*. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/sankey/energy/sankey.html?geos=EU27_2020&year=2020&unit=KTOE&fuels=TOTAL&highlight=_&nodeDisagg=0101000000000&flowDisagg=true&translateX=0&translateY=0&scale=1&language=EN (accedido en 01/12/2022).

— (2022d). *Gas prices by type of user*. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/TEN00118 (accedido en 01/12/2022).

Exolum (2022). *Centros de operación en Galicia*. URL: https://exolum.com/donde-operamos/ (accedido en 01/12/2022).

Federación Galega de Confrarías de Pescadores (2021). *CPP marco normativo eólica marina y energías del mar*. Santiago de Compostela.

García-Pérez, M. (2022). "La eólica marina ante la ordenación del espacio marino: as cousas polos seus pasos". En: *Actualidad Jurídica Ambiental* 121. Sección Comentarios.

Gasnam (2022). *Mapa de estaciones*. URL: https://gasnam.es/terrestre/mapa-de-estaciones-de-gas-natural/ (accedido en 01/12/2022).

Instituto Enerxético de Galicia (2002). *Programa de fomento da enerxía solar*. URL: https://www.inega.gal/descargas/publicacions/65-d-ProgramaFomentoEnerxiaSolarGalicia.pdf (accedido en 01/12/2022).

— (2015a). *Estratexia de Aforro e Eficiencia Enerxética no Sector Público Autonómico de Galicia 2015-2020*. URL: https://www.inega.gal/descargas/publicacions/ESTRATEGIA_AEE_SPA_2015_2020.pdf (accedido en 01/12/2022).

— (2015b). *Estratexia galega de Biomasa*. URL: https://www.inega.gal/descargas/publicacions/Estratexia_Biomasa.pdf (accedido en 01/12/2022).

— (2020a). *Balance Enerxético de Galicia (2019)*. Santiago de Compostela. URL: https://www.inega.gal/publicacions/balanceenerxetico/publicacion_0007y.html (accedido en 15/11/2022).

— (2020b). *Resolución pola que se conceden as axudas destinadas a paliar a pobreza enerxética en consumidores vulnerables, denominadas bono social térmico*. URL: https://www.

inega.gal/sites/default/descargas/AnuncioG0474-211020-0001_gl.pdf (accedido en 01/12/2022).

Instituto Enerxético de Galicia (2021a). *Balance Enerxético de Galicia (2020)*. Santiago de Compostela. URL: https://www.inega.gal/publicacions/balanceenerxetico/publicacion_0007x.html (accedido en 15/11/2022).

— (2021b). *Consulta pública Axenda enerxética de Galicia 2030*. URL: https://www.inega.gal/enerxiagalicia/aega.html (accedido en 01/12/2022).

— (2021c). *Manifestación de interese Hidróxeno Galicia*. URL: https://www.inega.gal/enerxiagalicia/MDIH2Galicia/ (accedido en 01/12/2022).

— (2021d). *O sector enerxético galego e os obxectivos da Unión Europea*. Santiago de Compostela. URL: https://www.inega.gal/sites/default/descargas/enerxia_galicia/obxectivos_UE_2005_2030_galego.pdf (accedido en 15/11/2022).

— (2022a). *Aplicación Real Decreto 56 2016*. URL: https://inega.xunta.es/eficienciaenerxetica/RD56.html?idioma=gl (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *Consumo Enerxético por Sectores en Galicia*. URL: https://www.inega.gal/sites/default/descargas/enerxia_galicia/consumo_final_enerxia_sectores.pdf (accedido en 01/12/2022).

— (2022c). *Informe sobre a calidade da subministración de enerxía eléctrica en Galicia. (Anualidade 2020)*. URL: https://www.inega.gal/enerxiagalicia/calidadeservizo.html?idioma=es (accedido en 01/12/2022).

— (2022d). *Listaxe de centrais*. URL: https://www.inega.gal/enerxiagalicia/listaxecentrais.html (accedido en 01/12/2022).

— (2022e). *Mapa de apoios 2022 xerais relacionados con enerxía*. URL: https://ficheiros-web.xunta.gal/cei/mapa-apoios/enerxia-2022.pdf (accedido en 01/12/2022).

— (2022f). *Observatorio da Enerxía Eólica Mariña*. URL: https://inega.xunta.es/enerxiagalicia/eolica_marina_v2.html?idioma=gl (accedido en 01/12/2022).

— (2022g). *Observatorio galego da biomasa*. URL: http://www.observatoriobiomasa.gal/gl/ (accedido en 01/12/2022).

— (2022h). *Plan Sectorial Eólico de Galicia*. URL: https://www.inega.gal/enerxiasrenovables/eolica/plansectorialeolico.html?idioma=gl (accedido en 01/12/2022).

— (2022i). *Previsión de plans de actuacións 2022*. URL: https://www.inega.gal/novas/novas/2022/marzo/noticia_24032022.html (accedido en 01/12/2022).

— (2022j). *Resumo executivo Axenda Enerxética 2030*.

— (2022k). *Táboas de asignación de emisións GEI 2005-2021en Galicia. Período 2005-2021*. Santiago de Compostela. URL: https://www.inega.gal/sites/default/descargas/enerxia_galicia/emisons_gei_empresas_2013_2020.pdf (accedido en 15/11/2022).

Instituto Galego de Estatística (2020). *Análise do sector agroalimentario*. Santiago de Compostela. URL: http://www.ige.gal/estatico/pdfs/s3/publicaciones/AIE_Agroalimentario.pdf (accedido en 15/11/2022).

— (2022). *IGE. Índice de prezos de consumo (IPC) base 2021. Índice de grupos especiais*. URL: https://www.ige.gal/igebdt/esq.jsp?ruta=verEjes.jsp%3bjsessionid%3d13F516D14D1A305AD4EAD42EB06944
3fCOD%3d10146%26M%3d%26S%3d%26RET%3d%26ORD%3d%26SCF%3d&paxina=001&c=
0307005001&AT=1 (accedido en 01/12/2022).

Instituto Nacional de Estadística (2021). *Encuesta de Consumos Energéticos 2019*. Madrid. URL: https://www.ine.es/prensa/ece_2019.pdf (accedido en 15/11/2022).

Intergovernmental Panel on Climate Change (2014). *Synthesis Report (AR5)*. URL: https://archive.ipcc.ch/report/ar5/syr/ (accedido en 01/12/2022).

— (2022). *Mitigation of Climate Change. Chapter 6: Energy Systems (AR6 WGIII)*. URL: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_Chapter_06.pdf (accedido en 01/12/2022).

International Energy Agency (2021a). *How Energy Efficiency Will Power Net Zero Climate Goals*. URL: https://www.iea.org/commentaries/how-energy-efficiency-will-power-net-zero-climate-goals (accedido en 01/12/2022).

— (2021b). *Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector*. URL: https://www.oecd.org/publications/net-zero-by-2050-c8328405-en.htm (accedido en 01/12/2022).

— (2022a). *Global energy-related CO2 emissions, 1990-2021*. URL: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-related-co2-emissions-1990-2021 (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *Power reactor information system*. URL: https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx (accedido en 01/12/2022).
International Renewable Energy Agency (2022a). *Renewable Power Generation Costs 2021*. URL: https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021 (accedido en 01/12/2022).
— (2022b). *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*. URL: https://www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022 (accedido en 01/12/2022).
Investing (2022a). *Newcastle coal futures*. URL: https://www.investing.com/commodities/newcastle-coal-futures-historical-data (accedido en 01/12/2022).
— (2022b). *Rotterdam coal futures*. URL: Rotterdam%20coal%20futures%20historical%20data (accedido en 01/12/2022).
Lei 1/2022, do 12 de xullo, de mellora da xestión do ciclo integral da auga (2022). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2022/20220812/AnuncioC3B0-210722-0001_gl.pdf (accedido en 01/12/2022).
Lei 12/1995, do 29 de decembro, do imposto sobre a contaminación atmosférica (1995). URL: https://www.atriga.gal/documents/20582092/20584074/ICA-Lei-12-1995-gal.pdf/fb922e7c-5735-48fb-99a4-0e5eac45d192 (accedido en 01/12/2022).
Lei 15/2008, do 19 de decembro, do imposto sobre o dano medioambiental causado por determinados usos e aproveitamentos da auga encorada (2008). URL: https://www.atriga.gal/documents/20582092/20584272/LeiIDAMEgal.pdf/03249cff-2588-41dc-9e66-040353110c88 (accedido en 01/12/2022).
Lei 18/2021, do 27 de decembro, de medidas fiscais e administrativas (2021). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2021/20211231/AnuncioC3B0-271221-0002_gl.pdf (accedido en 01/12/2022).
Lei 21/2013, de 9 de decembro, de evaluación ambiental (2013). URL: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913 (accedido en 01/12/2022).
Lei 7/2017, do 14 de decembro, de medidas de eficiencia enerxética e garantía de accesibilidade á enerxía eléctrica (2017). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2017/20171226/AnuncioC3B0-211217-0001_gl.pdf (accedido en 01/12/2022).
Lei 8/2009, do 22 de decembro (2009). URL: https://xeg.xunta.gal/gl/normativa/lei-82009-do-22-de-decembro-pola-que-se-regula-o-aproveitamento-e%C3%B3lico-en-galicia-e-se (accedido en 01/12/2022).
Lei 9/2010, do 4 de novembro, de Augas de Galicia (2010). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2010/20101118/Anuncio3BF46_gl.pdf (accedido en 01/12/2022).
Lei 9/2021, do 25 de febrero, de simplificación administrativa e de apoio á reactivación económica de Galicia (2021). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2021/20210226/AnuncioC3B0-240221-0002_gl.html (accedido en 01/12/2022).
Ministerio de Hacienda y Función Pública (2022). *Fondos europeos*. URL: https://www.fondoseuropeos.hacienda.gob.es/sitios/sgfe/es-ES/Paginas/inicio.aspx (accedido en 01/12/2022).
Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (2022). *Índices zonales agregados de calidad del servicio eléctrico*. URL: https://energia.serviciosmin.gob.es/Gecos/DatosPublicos/IndicesAgregados (accedido en 01/12/2022).
Ministerio de Transportes, Mobilidade e Axenda Urbana (2021). *Décimo Informe sobre o "Estado da certificación dos edificios"*. Madrid.
Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2019). *Estrategia de Pobreza Energética*. Madrid. URL: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/estrategia-pobreza-energetica/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica_tcm30-502982.pdf (accedido en 15/11/2022).
— (2020a). *Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050*. Madrid. URL: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/documentoelp_tcm30-516109.pdf (accedido en 15/11/2022).
— (2020b). *Estrategia de Transición Justa*. Madrid. URL: https://www.transicionjusta.gob.es/destacados/common/Estatregia_Transicion_Justa-Def.PDF (accedido en 15/11/2022).
— (2020c). *Plan Nacional Integrado de Enerxía e Clima (PNIEC) 2021-2030*. URL: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf (accedido en 01/12/2022).

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2021a). *Actualización de indicadores de la estrategia nacional contra la pobreza energética*. Madrid. URL: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/estrategia-pobreza-energetica/actualizacionindicadorespobrezaenergetica2021_tcm30-534743.pdf (accedido en 15/11/2022).

— (2021b). *Estadística de la industria eléctrica 2020. Precios de la electricidad*. URL: https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/Electricas-Anuales2019-2021.aspx (accedido en 01/12/2022).

— (2021c). *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España*. Madrid. URL: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf (accedido en 15/11/2022).

— (2022a). *Balance Energético de España*. URL: https://energia.gob.es/balances/Balances/balandeenergeticoanual/Balance-Energetico-Espana-1990_2020_es.ods (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *Bono social de electricidad*. URL: https://www.bonosocial.gob.es/ (accedido en 01/12/2022).

— (2022c). *Calidad del servicio*. URL: https://energia.gob.es/electricidad/CalidadServicio/Paginas/IndexCalidad.aspx (accedido en 01/12/2022).

— (2022d). *Consulta pública de avaliacións ambientais*. URL: https://sede.miteco.gob.es/portal/site/seMITECO/navServicioContenido (accedido en 15/11/2022).

— (2022e). *Estadísticas eléctricas anuales. 2019-2021/2016-2018. Electricidad consumida*. URL: https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/Electricas-Anuales2019-2021.aspx (accedido en 01/12/2022).

— (2022f). *Geoportal-instalaciones*. URL: https://geoportalgasolineras.es/geoportal-instalaciones/Inicio (accedido en 01/12/2022).

— (2022g). *Mapa de presas y embalses*. URL: https://sig.mapama.gob.es/snczi/index.html?herramienta=Presas (accedido en 01/12/2022).

— (2022h). *Precios de carburantes y combustibles. Agosto 2022*. URL: https://energia.gob.es/petroleo/Informes/InformesMensuales/Paginas/InformesMensuales.aspx (accedido en 01/12/2022).

Naturgy (2022). *Nota prensa*. URL: https://www.naturgy.com/sala_de_prensa/notas_de_prensa/1s2022/ufd_invierte_600_millones_de_euros_en_galicia_en_cinco_anos_para_mejorar_la_calidad_digitalizar_e_integrar_las_energias_renovables (accedido en 01/12/2022).

Nedgia (2022). *Distribuidoras Nedgia: Galicia*. URL: https://www.nedgia.es/conocenos/quienes-somos/nuestras-distribuidoras/nedgia-galicia/ (accedido en 01/12/2022).

Orde do 29 de xaneiro de 2016 pola que se dispón a publicación da Normativa do Plan hidroléxico da demarcación hidrográfica de Galicia-Costa. (2016). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2016/20160218/AnuncioG0422-050216-0005_gl.pdf (accedido en 01/12/2022).

Organización das Nacións Unidas (2022). *Obxectivos de desenvolvemento sustentable*. URL: https://www.un.org/sustainabledevelopment/%C3%A9/ (accedido en 01/12/2022).

Parlamento de España (2005). *Lei 1/2005, do 9 de marzo, pola que se regula o réxime do comercio de dereitos de emisión de gases de efecto invernadoiro*. Madrid. URL: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2005-3941 (accedido en 15/11/2022).

— (2013). *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Madrid. URL: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645 (accedido en 17/11/2022).

— (2015). *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*. Madrid. URL: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2015-10927 (accedido en 17/11/2022).

— (2018). *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. Madrid. URL: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593 (accedido en 17/11/2022).

— (2019). *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Madrid. URL: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089 (accedido en 17/11/2022).

— (2021). *Lei 7/2021, de 20 de maio, de cambio climático e transición enerxética*. Madrid. URL: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447 (accedido en 15/11/2022).

Parlamento de Galicia (1995). *DECRETO 205/1995, do 6 de xullo, polo que se regula o aproveitamento da enerxía eólica na Comunidade Autónoma de Galicia*. Santiago de Compostela. URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/1995/19950717/Anuncio2992_gl.html (accedido en 15/11/2022).

— (2001). *DECRETO 302/2001, do 25 de outubro, polo que se regula o aproveitamento da enerxía eólica na Comunidade Autónoma de Galicia*. Santiago de Compostela. URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2001/20011205/Anuncio1378A_gl.html (accedido en 15/11/2022).

— (2007). *DECRETO 242/2007, de 13 de decembro, polo que se regula o aproveitamento da energxía eólica en Galicia*. Santiago de Compostela. URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2008/20080103/AnuncioD22_es.html (accedido en 15/11/2022).

— (2009). *LEI 8/2009, do 22 de decembro, pola que se regula o aproveitamento eólico en Galicia e se crean o canon eólico e o Fondo de Compensación Ambiental*. Santiago de Compostela. URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2009/20091229/Anuncio43F22_gl.html (accedido en 15/11/2022).

— (2017). *LEI 5/2017, do 19 de outubro, de fomento da implantación de iniciativas empresariais en Galicia*. Santiago de Compostela. URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2017/20171025/AnuncioC3B0-201017-0001_gl.html (accedido en 15/11/2022).

— (2018). *LEI 3/2018, do 26 de decembro, de medidas fiscais e administrativas*. Santiago de Compostela. URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2018/20181228/AnuncioC3B0-261218-0002_gl.html (accedido en 15/11/2022).

— (2021). *LEI 11/2021, do 14 de maio, de recuperación da terra agraria de Galicia*. Santiago de Compostela. URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2021/20210521/AnuncioC3B0-190521-0001_gl.html (accedido en 15/11/2022).

Parlamento Europeo (2001). *Directiva 2001/80/CE do Parlamento Europeo e do Consello, 23 de outubro de 2001, sobre limitación de emisións á atmosfera de determinados axentes contaminantes procedentes de grandes instalacións de combustión*. Bruselas. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX%3A32001L0080 (accedido en 15/11/2022).

— (2021). *Resolución del Parlamento Europeo, de 7 de julio de 2021, sobre el impacto en el sector pesquero de los parques eólicos marinos y otros sistemas de energía renovable (2019/2158(INI))*. Bruselas. URL: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2021-0338_ES.html (accedido en 15/11/2022).

Parry, I, S Black e J Roaf (2021). *Proposal for an International Carbon Price Floor among Large Emitters*. Ed. por IMF Staff Climate Notes. URL: https://www.imf.org/en/Publications/staff-climate-notes/Issues/2021/06/15/Proposal-for-an-International-Carbon-Price-Floor-Among-Large-Emitters-460468 (accedido en 01/12/2022).

Real Decreto 1028/2007 de 20 de xullo (2007). URL: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-14657 (accedido en 01/12/2022).

Real decreto 244/2019, do 5 de abril, polo que se regulan as condicións administrativas, técnicas e económicas do autoconsumo de enerxía eléctrica (2019). URL: https://www.boe.es/boe_gallego/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089-G.pdf (accedido en 01/12/2022).

Real Decreto 56/2016, de 12 de febreiro (2016). URL: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-1460 (accedido en 01/12/2022).

Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad. (2021). URL: https://www.boe.es/eli/es/rdl/2021/09/14/17/con (accedido en 01/12/2022).

Red Eléctrica de España (2022a). *ESIOS Mapas de interés*. URL: https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes (accedido en 01/12/2022).

— (2022b). *Estado solicitudes Comunidad Autónoma de Galicia*. URL: https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-el-estado-de-las-solicitudes (accedido en 01/12/2022).

— (2022c). *Informe del Sistema Eléctrico 2021*. Madrid.

Red Eléctrica de España (2022d). *Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-26*. URL: https://www.planificacionelectrica.es/sites/webplani/files/2022-09/REE_Plan_Desarrollo.pdf (accedido en 01/12/2022).
— (2022e). *Red de transporte por Comunidades Autónomas*. URL: https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales (accedido en 01/12/2022).
— (2022f). *REData*. URL: https://www.ree.es/es/datos/aldia (accedido en 15/11/2022).
— (2022g). *Sistema de información del operador del sistema. ESIOS*. URL: https://www.esios.ree.es/es?locale=es (accedido en 01/12/2022).
Reganosa (2022). *Empresa. Infraestruturas. Servizos*. URL: https://reganosa.com/gl (accedido en 01/12/2022).
Repsol (2022). *Repsol A Coruña. Complejo Industrial*. URL: https://acoruna.repsol.es/es/ (accedido en 01/12/2022).
Resolución do 18 de febreiro de 2022, Programa de axuda ás actuacións de mellora da eficiencia enerxética en vivendas (2022). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2022/20220303/AnuncioC3Q2-180222-0002_gl.html (accedido en 01/12/2022).
Resolución do 2 de xuño de 2022 (2022). URL: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2022/20220603/AnuncioO92-300522-0002_gl.html (accedido en 01/12/2022).
Simón X. e Montero, M. (2021). *Desenvolvemento Eólico en Galicia: 1995-2021. Reflexións inacabadas a partir da planificación territorial e dos cambios normativos posteriores Working Paper: 21/05*. Ed. por Departamento de Economía Aplicada. Vigo. URL: https://observatorio.eolico.uvigo.es/wp-content/uploads/2022/03/WP2105.pdf (accedido en 15/11/2022).
Sistema Europeo de Negociación de CO_2 (2022). *Precios permisos emisión*. URL: https://www.sendeco2.com/es/precios-co2 (accedido en 01/12/2022).
Smil, V (1994). *Energy in World History*. Ed. por Westview Press. Boulder.
Unión Española Fotovoltaica (2022). *Unión Española Fotovoltaica (2022)*. Madrid. URL: https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/el-autoconsumo-fotovoltaico-instalado-en-espana-crecio-mas-del-100-en-2021 (accedido en 17/11/2022).
World Bank (2022). *National Accounts Data*. URL: https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD (accedido en 01/12/2022).
Xunta de Galicia (2015). *Sala comunicación-Xunta-Plan Gasificación*. URL: https://www.xunta.gal/hemeroteca/-/nova/047046/feijoo-sublina-que-plan-gasificacion-galicia-2015-2020-repercute-sobre-tres-ambitos (accedido en 01/12/2022).
— (2019a). *Estratexia Galega de Cambio Climático. Consellería de Medio Ambiente, Territorio e Vivenda*. URL: https://cambioclimatico.xunta.gal/c/document_library/get_file?folderId=86590&name=DLFE-54555.pdf (accedido en 01/12/2022).
— (2019b). *Plan Rexional Integrado de Enerxía e Clima 2019-23. Consellería de Medio Ambiente, Territorio e Vivenda*. URL: https://cambioclimatico.xunta.gal/c/document_library/get_file?folderId=86590&name=DLFE-54456.pdf (accedido en 01/12/2022).
— (2021a). *Catálogo instalación de distribución polo miúdo de produtos petrolíferos líquidos. Subministración a vehículos. Oficina Gal*. URL: https://galiciaempresa.xunta.gal/documents/51414/51725/c.-++Gasolineras+G.pdf?version=1.0 (accedido en 01/12/2022).
— (2021b). *Catálogo Parques Eólicos. Oficina Galicia Empresa*. URL: https://galiciaempresa.xunta.gal/documents/51414/51725/Parques+Eo%CC%81licos+G.pdf?version=1.0 (accedido en 01/12/2022).
— (2022a). *Certificación enerxética de edificios*. URL: https://economia.xunta.gal/recursos/temas-de-interese/c/Enerxia?content=topic_0090.html (accedido en 01/12/2022).
— (2022b). *Conta Xeral. Administración. Varios exercicios*. URL: https://www.conselleriadefacenda.gal/areas-tematicas/economico-financeira-e-contable/conta-xeral (accedido en 01/12/2022).
— (2022c). *Enerxía. Vicepresidencia primeira e Consellería de Economía, Industria e Innovación*. URL: https://economia.xunta.gal/tema/c/Enerxia (accedido en 01/12/2022).
— (2022d). *Entrevista presidente clúster biomasa de Galicia*. URL: https://galiciaempresa.xunta.gal/ao-dia?content=%2F.content%2Fnova-ove%2Fnova_00015.xml (accedido en 01/12/2022).
— (2022e). *Guía de autoconsumo. Procedementos IN407B e IN407C*. URL: https://ficheiros-web.xunta.gal/cei/enerxia/guia-autoconsumo.pdf (accedido en 01/12/2022).

— (2022f). *Guía divulgativa. Fases de tramitación dos parques eólicos en Galicia*. URL: https://economia.xunta.gal/c/document_library/get_file?folderId=1784294&name=DLFE-23505.pdf (accedido en 01/12/2022).
— (2022g). *Medidas do PDR Galicia 2014-2020*. URL: https://mediorural.xunta.gal/gl/temas/desenvolvemento-rural/pdr-2014-2020/medidas (accedido en 01/12/2022).
— (2022h). *Orzamentos-Varios exercicios*. URL: https://www.conselleriadefacenda.gal/areas-tematicas/orzamentos/orzamentos (accedido en 01/12/2022).
— (2022i). *Plan Estratéxico de Galicia 2022-2030. Tomo II*. URL: https://www.planestratexico2030.gal/documents/20509601/20578917/TOMO-II.pdf/a14cf729-69ff-423e-a34f-d50179e69715 (accedido en 01/12/2022).
— (2022j). *Portal de transparencia e goberno aberto. Expedientes de instalacións de xeración*. URL: https://economia.xunta.gal/transparencia/informacion-publica/en-tramitacion/instalacions-de-xeracion?texto=&estado=Xestion%252Festado-informacion-publica%252FAberto%252F (accedido en 01/12/2022).
— (2022k). *Rexistro eólico de Galicia*. URL: https://www.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=4bae3fad95b6439bacef9d1a316765e9 (accedido en 01/12/2022).
— (2022l). *Ris3*. URL: https://ris3galicia.es/ (accedido en 01/12/2022).
— (2022m). *Sala de comunicacións. Fondos de transición xusta*. URL: https://www.xunta.gal/notas-de-prensa/-/nova/70588/xunta-preselecciona-36-propuestas-presentadas-por-grandes-empresas-que-ahora?langId=gl_ES (accedido en 01/12/2022).
— (2022n). *Sede electrónica procedemento IN408A*. URL: https://sede.xunta.gal/detalle-procedemento?codtram=IN408A (accedido en 01/12/2022).
— (2022o). *Sede electrónica procedemento IN614C*. URL: https://sede.xunta.gal/detalle-procedemento?codtram=IN614C&ano=2011&numpub=1&lang=gl (accedido en 01/12/2022).
— (2022p). *Sede electrónica. Eficiencia enerxética*. URL: https://sede.xunta.gal/de-interese/eficiencia-enerxetica (accedido en 01/12/2022).