

CUADERNOS ORKESTRA

67/2020

ISSN 2340-7638

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL REINO UNIDO

Macarena Larrea Basterra
Maider Bilbao Ozamiz

2020

Cuadernos Orkestra, núm. 67/2020

© Macarena Larrea Basterra y Maider Bilbao Ozamiz

© Instituto Vasco de Competitividad – Fundación Deusto

www.orquestra.deusto.es

Los autores quieren mostrar su agradecimiento a todas las personas/instituciones que han facilitado información y colaborado en la revisión de este estudio, y en particular a Jorge Fernández, Jaime Menéndez y Roberto Álvaro por su revisión del resumen ejecutivo y a Salvador Acha del Imperial College London por su revisión del informe.

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de los autores y no necesariamente de las instituciones a las que pertenecen. Cualquier error es únicamente atribuible a los autores

RESUMEN

El objetivo del presente estudio consiste en ofrecer una imagen del sistema energético británico y los retos a los que se enfrenta para acometer la transición energética del país. Para ello, en primer lugar, se contextualiza el territorio, debido a sus peculiaridades tanto geográficas como políticas. A continuación, se realiza un análisis de la evolución histórica del sector energético, que viene acompañada, en el siguiente capítulo por la situación del *mix* energético del país y del impacto medioambiental de la actividad energética de Reino Unido. Debido a la importancia de la energía como factor de competitividad y bienestar de la población, se incluye un apartado relativo a los precios de la energía. Posteriormente, se trata de recoger los principales desarrollos legislativos sobre los que se apoya la transición del sector y un apartado sobre el desarrollo industrial. Todo el análisis se realiza teniendo en cuenta el actual contexto del Brexit, que fue cambiando a lo largo del propio estudio.

LABURPENA

Ikerketa honen helburua Erresuma Batuko sistema energetikoaren egoera azaltzean datzat, baita trantsizio energetikoaren inguruan aurreikusten hari diren erronkak azaltzea. Horretarako, lehenik eta behin, lurraldea testuinguruan jarri da, dituen berezitasun geografiko eta politikoak argituz. Gero, sektore energetikoaren eboluzio historikoa burutu da, non herrialdearen mix energetikoa azaltzen den eta baita honek duen ingurumenaren gaineko eragina. Kontutan hartuta energiak duen garrantzia herrialdeko lehiakortasunean eta herritarren ongizatean, atal bat gehitu da energiaren prezioen inguruan. Ondoren, sektore energetikoa oinarritzen den legegintza-garapen nagusiak azaldu dira, non sektore industrialak azpimarratu den. Analisi guzti hau, Brexitaren testuingurua kontutan izanik garatu da eta aldaketak izan ditu ikerketaren prozesu osoan zehar.

ABSTRACT

The objective of this study is to offer an image of the British energy system and the challenges it faces to undertake the country's energy transition. In order to do this, in the first place, the territory is contextualized, due to its geographical and political peculiarities. Afterwards, an analysis is made of the historical evolution of the energy sector, which is accompanied, in the following chapter by the situation of the country's energy mix and the environmental impact of the United Kingdom's energy activity. Due to the significance of energy as a factor of competitiveness and well-being of the population, a section on energy prices has been included. Subsequently, some of the main legislative developments on which the transition of the sector is supported are described as well as a section on industrial development due to its relevance. All the analysis has been carried out taking into account the current context of Brexit, which was changing throughout the study itself.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS.....	VII
LISTA DE GRÁFICOS.....	IX
LISTA DE MAPAS.....	XII
LISTA DE FIGURAS.....	XIII
LISTA DE ACRÓNIMOS.....	XIV
RESUMEN EJECUTIVO	2
CONTEXTO GENERAL. POLÍTICAS ENERGÉTICAS COHERENTES EN EL TIEMPO.....	2
UNA ESTRATEGIA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA COMPROMETIDA CON LA DESCARBONIZACIÓN	2
TRANSVERSALIDAD DE LA DESCARBONIZACIÓN E INTERACCIÓN CON OTRAS POLÍTICAS	4
VICTORIA PARCIAL EN LA DESCARBONIZACIÓN: EL ÉXITO EN LA ELECTRICIDAD VS. LOS RETOS EN CALEFACCIÓN Y TRANSPORTE	5
LA PREOCUPACIÓN DEL REINO UNIDO POR LA SEGURIDAD DE SU MINISTRO: RECURSOS AUTÓCTONOS Y EFICIENCIA ENERGÉTICA....	7
PRECIOS DE LA ENERGÍA VOLÁTILES Y CRECIENTES EN EL TIEMPO. POBREZA ENERGÉTICA Y COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL.....	8
LAS INCERTIDUMBRES QUE ABRE EL BREXIT Y EL PAPEL DE LAS REGIONES	9
1. OBJETIVO Y CONTEXTO	11
1.1. CONTEXTO GEOGRÁFICO	11
1.2. ESTRUCTURA POLÍTICA Y COMPETENCIAS.....	13
1.3. COMPETENCIAS TRANSFERIDAS EN EL ÁMBITO ENERGÉTICO Y PRINCIPALES INSTITUCIONES	18
1.4. BREXIT	19
2. ANTECEDENTES	22
2.1. DE LA NACIONALIZACIÓN A LA PRIVATIZACIÓN Y LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	22
2.2. LOS RETOS DEL S. XXI: SEGURIDAD DE SUMINISTRO Y DESCARBONIZACIÓN	25
3. MIX ENERGÉTICO	28
3.1. ENERGÍA PRIMARIA.....	28
3.1.1. Carbón.....	30
3.1.2. Petróleo	32
3.1.3. Gas natural.....	42
3.1.4. Energía nuclear.....	54
3.1.5. Energías renovables.....	55
3.2. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL.....	57
3.2.1. Electricidad.....	61
3.2.2. Eficiencia energética.....	70
4. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL.....	75
4.1. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	75
4.1.1. Monitorización de otros gases de efecto invernadero.....	78
4.2. EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES	79
5. PRECIOS DE LA ENERGÍA	83

5.1. CONTEXTO INTERNACIONAL DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA.....	84
5.2. PRECIOS DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN EL REINO UNIDO.....	89
5.2.1. Situación actual y evolución en el Reino Unido.....	89
5.2.2. Comparativa con otros países.....	92
5.3. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD.....	98
5.3.1. Sobre el funcionamiento del mercado eléctrico británico.....	99
5.3.2. Precios de la electricidad para los consumidores domésticos.....	106
5.3.3. Precios para los consumidores industriales.....	113
5.4. PRECIOS DEL GAS NATURAL.....	119
5.4.1. Precios para los consumidores domésticos.....	119
5.4.2. Precios para los consumidores industriales.....	124
5.5. IMPLICACIONES DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA EN LOS PRECIOS INDUSTRIALES.....	128
6. BASE LEGAL DEL PROCESO DE LA ÚLTIMA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....	135
6.1. PILARES DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL REINO UNIDO.....	135
6.2. DOCUMENTOS REGULATORIOS RELEVANTES.....	138
6.2.1. Ley de cambio climático (Climate Change Act).....	140
6.2.2. Presupuestos de 2011.....	144
6.2.3. Ley de la energía de 2013 (Energy Act).....	147
6.2.4. Estrategia de crecimiento limpio de 2017 (The Clean Energy Growth Strategy).....	149
6.2.5. Estrategia industrial.....	156
6.3. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LAS NACIONES.....	158
6.4. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ANTE EL BREXIT.....	160
6.4.1. Impactos del Brexit en el ámbito energético.....	161
6.4.2. Necesidad de colaboración en distintos ámbitos.....	164
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	166
ANEXO 1. EMPRESAS DEL SECTOR ENERGÉTICO BRITÁNICO.....	175
ANEXO 2. LEADING ON CLEAN GROWTH. THE GOVERNMENT RESPONSE TO THE COMMITTEE ON CLIMATE CHANGES 2019 PROGRESS REPORT TO PARLIAMENT- REDUCING UK EMISSIONS.....	181

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Principales datos del Reino Unido	12
Tabla 2. Estructura gubernamental de Reino Unido	14
Tabla 3. Competencias transferidas	15
Tabla 4. Competencias no transferidas o reservadas al Reino Unido	16
Tabla 5. Transferencia de competencias en el ámbito energético	18
Tabla 6. Principales organismos relacionados con la energía en Reino Unido	19
Tabla 7. Producción de crudo a 15 de septiembre de 2019 (miles de barriles/día)	34
Tabla 8. Refinerías en Reino Unido a finales de 2018.....	37
Tabla 9. Principales oleoductos del Reino Unido.....	38
Tabla 10. Consumo de derivados del petróleo en Reino Unido (2018)	40
Tabla 11. Principales datos relacionados con el consumo de gas en Reino Unido (2017).....	43
Tabla 12. Características de los sistemas de transporte de gas certificados	50
Tabla 13. Terminales de regasificación de Reino Unido	51
Tabla 14. Almacenamiento de gas en Reino Unido	52
Tabla 15. Principales agentes del sector del gas en Reino Unido	53
Tabla 16. Principales instalaciones nucleares del Reino Unido	54
Tabla 17. Evolución de las emisiones de GEI por sector (1990-2015).....	76
Tabla 18. Compromisos de reducción de las emisiones de contaminantes respecto al año base 2005 (%)....	80
Tabla 19. Evolución del precio del crudo y de su variación porcentual	85
Tabla 20. Evolución del índice de precios de los productos del sector energético por país (año base 2015).....	131
Tabla 21. Evolución del índice de precios de los productos por sector industrial en Reino Unido (año base 2015).....	132
Tabla 22. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios de los productos de los diferentes sectores industriales en el Reino Unido (año base 2015).....	133
Tabla 23. Relación entre el índice de precios energéticos respecto al índice de precios de los productos de cada sector por país (año 2014).....	133
Tabla 24. Relación entre el índice de precios energéticos respecto al índice de precios de los productos de cada sector por país (año 2018).....	134
Tabla 25. Presupuestos de carbono en Reino Unido	136
Tabla 26. Tipos del CSP previstos antes de su congelación en el presupuesto de 2014	144
Tabla 27. Ingresos por el impuesto sobre cambio climático (en billones de libras)	145
Tabla 28. Impacto estimado del CPF sobre la factura eléctrica (£/año).....	146
Tabla 29. Objetivos de reducción de emisiones en el Reino Unido	149
Tabla 30. Principales medidas y propuestas de la estrategia.....	155
Tabla 31. Impactos regionales de la transición energética en el Reino Unido	159
Tabla 32. Principales empresas del sector energético británico.....	175

Tabla 33. Respuestas a las recomendaciones del Comité de cambio climático en el ámbito eléctrico	181
Tabla 34. Respuesta a las recomendaciones del Comité de cambio climático sobre edificación	183
Tabla 35. Respuesta a las recomendaciones del Comité de cambio climático sobre industria	184
Tabla 36. Respuesta a las recomendaciones del Comité de cambio climático sobre la reducción de las emisiones de los recursos naturales	185
Tabla 37. Respuesta a las recomendaciones del Comité de cambio climático sobre la reducción de las emisiones del transporte	186

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Consumo final de energía entre 1970 y 2018.....	27
Gráfico 2. Evolución del consumo de energía primaria	28
Gráfico 3. Consumo de energía primaria por fuente	29
Gráfico 4. Evolución del índice de eficiencia energética en energía primaria.....	29
Gráfico 5. Consumo de carbón por sector en 1948	30
Gráfico 6. Evolución del consumo de carbón	30
Gráfico 7. Evolución histórica de la producción de carbón en RU, importaciones y del empleo asociado a la producción autóctona	31
Gráfico 8. Detalle de la producción e importación de carbón en Reino Unido desde 1999	31
Gráfico 9. Principales orígenes del crudo importado por Reino Unido en 2018	32
Gráfico 10. Producción e importación de crudo en Reino Unido	33
Gráfico 11. Principales destinos del crudo exportado por Reino Unido en 2018	34
Gráfico 12. Evolución de las importaciones, exportaciones y producción propia de crudo en Reino Unido ...	35
Gráfico 13. Saldo IMP-EXP de crudo en Reino Unido	35
Gráfico 14. Evolución de la importación de derivados del petróleo	36
Gráfico 15. Origen de las importaciones de derivados del petróleo (2018)	36
Gráfico 16. Evolución del consumo de gas por sector.....	43
Gráfico 17. Evolución de la producción vs. consumo de gas en Reino Unido	44
Gráfico 18. Importaciones de gas natural en estado gaseoso.....	45
Gráfico 19. Exportaciones de gas natural en estado gaseoso.....	46
Gráfico 20. Importaciones de GNL	47
Gráfico 21. Exportaciones de GNL y detalle del destino	48
Gráfico 22. Evolución del consumo de energías renovables y residuos en Reino Unido	56
Gráfico 23. Consumo de energías renovables por sector	57
Gráfico 24. Evolución del consumo final de energía	58
Gráfico 25. Evolución del consumo final de energía por sector	60
Gráfico 26. Evolución del consumo final de energía de Reino y evolución del PIB	60
Gráfico 27. Evolución de la generación eléctrica en Reino Unido	61
Gráfico 28. Generación eléctrica en Reino Unido	62
Gráfico 29. Evolución de la potencia renovable instalada	63
Gráfico 30. Evolución de la producción renovable	63
Gráfico 31. Importaciones y exportaciones de electricidad	64
Gráfico 32. Consumo de electricidad por sectores	67
Gráfico 33. Cuota del mercado mayorista de generación eléctrica de Gran Bretaña (2018)	68
Gráfico 34. Índice de eficiencia energética técnica.....	72

Gráfico 35. Evolución de la intensidad energética en función del PIB (en consumo final)	72
Gráfico 36. Evolución de las emisiones de CO ₂ del sector eléctrico en el Reino Unido	76
Gráfico 37. Emisiones de gases de efecto invernadero entre 1990 y 2018.....	77
Gráfico 38. Evolución de las emisiones de contaminantes en Reino Unido (índice, año base = 1970).....	81
Gráfico 39. Evolución de las emisiones de contaminantes y objetivos a 2020 y 2030.....	82
Gráfico 40. Gasto en energía por uso y combustible en billones de libras (2015, precios de 2016).....	83
Gráfico 41. Evolución del precio <i>spot</i> del crudo.....	84
Gráfico 42. Evolución de los precios del gas	86
Gráfico 43. Evolución de los precios del carbón	87
Gráfico 44. Evolución del precio de la electricidad para los consumidores industriales por nivel de consumo (€/kWh).....	88
Gráfico 45. Evolución del precio de los derechos de emisión en la UE	89
Gráfico 46. Descomposición del precio medio de la gasolina y del gasóleo (2019)	90
Gráfico 47. Evolución del precio de los carburantes derivados del petróleo en Reino Unido	90
Gráfico 48. Evolución del precio del fuel.....	91
Gráfico 49. Evolución del peso de los impuestos sobre el precio final del fuel para los consumidores industriales	92
Gráfico 50. Evolución de la descomposición del precio medio del fuel para los consumidores domésticos ..	92
Gráfico 51. Evolución del precio del gasóleo de automoción en varios países	94
Gráfico 52. Evolución del precio de la gasolina sin plomo 98.....	95
Gráfico 53. Evolución del precio de la gasolina sin plomo 95.....	96
Gráfico 54. Evolución del precio del fuel ligero para la industria.....	97
Gráfico 55. Evolución del precio del fuel ligero para los hogares	98
Gráfico 56. Evolución del precio mensual de la electricidad en Reino Unido	99
Gráfico 57. Evolución del precio de la electricidad para un hogar del Reino Unido en comparación con la evolución de la inflación	106
Gráfico 58. Evolución por componentes del precio de la electricidad para un consumidor doméstico del Reino Unido.....	107
Gráfico 59. Evolución del precio de la electricidad en el Reino Unido para el consumidor doméstico	108
Gráfico 60. Evolución de la factura doméstica de electricidad en Reino Unido según tarifas	109
Gráfico 61. Evolución de la tarifa doméstica de electricidad en el Reino Unido	110
Gráfico 62. Evolución del precio de la electricidad en Europa para el consumidor doméstico	112
Gráfico 63. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final en 2018.....	113
Gráfico 64. Evolución del precio de la electricidad para un consumidor industrial británico en comparación con la evolución de la inflación	114
Gráfico 65. Evolución por componentes del precio de la electricidad para un consumidor industrial británico	114

Gráfico 66. Evolución del precio de la electricidad para el consumidor industrial	115
Gráfico 67. Evolución del precio de la electricidad en Europa para el consumidor industrial	117
Gráfico 68. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final en 2018	118
Gráfico 69. Precio de la electricidad e impuestos repercutibles en 2018	118
Gráfico 70. Evolución del precio del gas para un hogar británico en comparación con la evolución de la inflación	120
Gráfico 71. Evolución del precio del gas para el consumidor doméstico.....	121
Gráfico 72. Evolución del precio del gas en Europa para el consumidor doméstico	122
Gráfico 73. Evolución del porcentaje que representan las tasas e impuestos del precio final del gas para el consumidor doméstico	123
Gráfico 74. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final del gas para el consumidor doméstico en 2018	123
Gráfico 75. Evolución del precio del gas para un consumidor industrial británico en comparación con la evolución de la inflación	124
Gráfico 76. Evolución del precio del gas en Reino Unido para el consumidor industrial	125
Gráfico 77. Porcentaje del precio del gas que son tasas e impuestos en 2018.....	125
Gráfico 78. Evolución del precio del gas en Europa para el consumidor industrial	126
Gráfico 79. Evolución del porcentaje que representan las tasas e impuestos del precio final del gas.....	127
Gráfico 80. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final del gas para el consumidor industrial en 2018	127
Gráfico 81. Precio del gas e impuestos repercutibles para el consumidor industrial en 2018.....	128
Gráfico 82. Evolución del peso de la industria en la economía británica.....	128
Gráfico 83. Peso en el valor añadido a coste de factores de los diferentes sectores de actividad.....	129
Gráfico 84. Distribución del valor añadido a coste de factores (millones de euros)	130
Gráfico 85. Evolución promedio de los precios industriales, de los precios de la energía y de los índices de la productividad, del coste laboral unitario y del coste laboral por asalariado (año base 2015).....	131
Gráfico 86. Presupuestos de carbono del Reino Unido y objetivo a 2050	142
Gráfico 87. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio	150
Gráfico 88. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para los hogares.....	150
Gráfico 89. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para el transporte	151
Gráfico 90. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para el sector eléctrico.....	152
Gráfico 91. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para negocios no industriales y sector público.....	152
Gráfico 92. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para la industria.....	153
Gráfico 93. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para el medioambiente	153
Gráfico 94. Distribución de la inversión necesaria de la Estrategia de Crecimiento Limpio	154

LISTA DE MAPAS

Mapa 1. Contexto geográfico del Reino Unido	11
Mapa 2. Localización del almacenamiento de crudo del Reino Unido en 2018	39
Mapa 3. Infraestructura del petróleo en Reino Unido	41
Mapa 4. Infraestructura gasista en Reino Unido	49
Mapa 5. Principales instalaciones de generación eléctrica del Reino Unido por tecnología (operativas en mayo de 2019).....	65
Mapa 6. Redes de transporte de electricidad en Reino Unido	66
Mapa 7. Mapa de desarrollo de la cogeneración en Reino Unido	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Importaciones de gas natural en estado gaseoso de Reino Unido en 2017	45
Figura 2. Exportaciones de gas natural en estado gaseoso de Reino Unido en 2017	46
Figura 3. Importaciones de GNL de Reino Unido en 2017	47
Figura 4. Exportaciones de GNL de Reino Unido en 2017	48
Figura 5. Proceso de conexión de la generación distribuida	70
Figura 6. Principales hitos del mercado de la electricidad del Reino Unido	105
Figura 7. Principales pilares de la transición energética del Reino Unido	135
Figura 8. Principales elementos regulatorios del Reino Unido en el ámbito de la energía	139
Figura 9. Principales documentos regulatorios de RU.....	140
Figura 10. Principales logros conseguidos en el proceso de descarbonización de la economía	182

LISTA DE ACRÓNIMOS

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGR	<i>Advanced Gas cooled Reactor</i> / Reactor refrigerado por gas avanzado
APOC	Anglo-Persian Oil Company
BCC	British Coal Corporation
bcm	<i>Billion cubic meter</i> / Mil millones de metros cúbicos
BECCS	<i>Bio-energy with carbon capture and storage</i> / Bioenergía con captura y almacenamiento de carbono
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BEIS	Department for Business, Energy and Industrial Strategy / Departamento para el negocio, la energía y la estrategia industrial
BETTA	<i>British Electricity Trading and Transmission Arrangements</i>
BNFL	British Nuclear Fuels
BNOC	British National Oil Corporation
BWT	<i>Biological wastewater treatment</i> / Tratamiento biológico de aguas residuales
CAPV	Comunidad Autónoma del País Vasco
CBI	Confederation of British Industry
CCA	Climate Change Agreement
CCC	Committee on Climate Change / Comité de cambio climático
CCL	<i>Climate Change Levy</i> / Impuesto sobre el cambio climático
CCUS	<i>Carbon capture, utilisation and storage</i> / Captura, uso y almacenamiento de carbono
CE	Comunidad Europea
CEGB	Central Electricity Generating Board
CERO	<i>The Carbon Emissions Reduction Obligation</i>
CfD	<i>Contract for Difference</i> / Contrato por diferencias
CGN	China General Nuclear Power Corporation
CH ₄	Metano
CLH-PS	<i>CLH Pipeline System</i>
CMA	Competition and Markets Authority / Autoridad de Competencia y Mercados
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation
CO ₂ eq	CO ₂ equivalente
COVNM	Compuestos orgánicos volátiles no metano
CRCEES	Carbon Reduction Commitment CRC Energy Efficiency Scheme
CPF	<i>Carbon Price Floor</i> / Precio suelo o base del carbono
CSP	<i>Carbon Support Price</i> / Precio de soporte del carbono

DACCS	<i>Direct Air Capture with Carbon Storage</i> /Captura y almacenamiento directo de carbono del aire
Defra	Department for Environment, Food and Rural Affairs
DEC	Display Energy Certificates
DECC	Department for Energy and Climate Change
DFT	Department of Transport
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
DSR	<i>Demand side response</i> / Respuesta de la demanda
ECO	<i>Energy Companies Obligation</i>
EEF	Engineers Employers' Federation
EEI	<i>Energy intensive industries</i> / Industria intensiva en energía
EEX	European Energy Exchange
EIR	<i>Emissions intensity ratio</i> / Ratio de intensidad de emisiones
EMR	<i>Electricity Market Reform</i>
ENA	Energy Networks Association
ENSREG	European Nuclear Safety Regulators Group
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPC	Energy Performance Certificate
ESO	Electricity system operator
ESOS	Energy Saving Opportunity Scheme
EUA	<i>European Union Allowance</i> / Derecho de emisión de la UE
FIT	<i>Feed-in-Tariffs</i>
GEI	Gas de efecto invernadero
GLP	Gas licuado del petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
GPSS	Government Pipeline and Storage System
HHCRO	<i>Home Heating Cost Reduction Obligation</i>
HMRC	Her Majesty's Revenue and Customs
HMT	Her Majesty's Treasury / El Tesoro de su Majestad
IDH	Índice de Desarrollo Humano
IEA	International Energy Agency/ Agencia Internacional de la Energía
IEM	<i>Internal Energy market</i>
IETF	Industrial Energy Transformation Fund
IHH	Índice de Herfindahl e Hirschman
ISCF	<i>Industrial Strategy Challenge Fund</i>

I-SEM	Integrated Single Electricity Market
kWh	Kilovatio-hora
LCCC	Low Carbon Contracts Company
LCF	Levy Control Framework
LULUCF/UTCUTS	<i>Land use, land use change and forestry</i> / Uso de la tierra, cambio en el uso de la tierra y silvicultura
MMC	Monopoly and Merger Commission
MoU/MDE	<i>Memorandum of Understanding</i> / Acuerdo de entendimiento
MSP	<i>Members of the Scottish Parliament</i> / Miembros del Parlamento escocés
Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
N ₂ O	Óxido de nitrógeno IV
NAO	National Audit Office / Oficina Nacional de Auditoría
NBP	National Balancing Point
NCA	Nuclear Cooperation Agreement / Acuerdo de cooperación nuclear
NCB	National Coal Board/ Junta Nacional del Carbón
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
NFFO	<i>Non-fossil Fuel Obligation</i> / Obligación de combustible no fósil
NGC	National Grid Company
NGESO	National Grid Electricity system operator
NGG	National Grid Gas Operator
NH ₃	Amoniaco
NO _x	Óxidos de nitrógeno
NTS	<i>National Transmission System</i>
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OFFER	Office of Electricity Regulation
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets/ Oficina de Mercados de Gas y Electricidad
OGA	Oil and Gas Authority/ Autoridad de Petróleo y Gas
OLEV	Office for Low Emission Vehicles/ Oficina de Vehículos de Bajas Emisiones
OMC	Organización Mundial del Comercio
ONR	Oficina de Regulación Nuclear
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PfG	<i>Programme for Government</i>
PIB	Producto Interior Bruto
PM _{2,5}	Partículas
PWR	<i>Pressurized Water Reactor</i> / Reactor de agua a presión
RCDE-UE	Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE

REC	<i>Regional Electricity Company</i>
RHI	<i>Renewable Heat Incentive</i> / Incentivo de calor renovable
RIIO	Revenue= Incentives + Innovation + Outputs
RO	<i>Renewables Obligation</i> /Obligación de Renovables
ROC	<i>Renewable Obligation Certificate</i> / Certificado de Obligación Renovable
RU	Reino Unido
RWEST	RWE Generation and Trading
SEF	<i>Strategic Energy Framework</i>
SEG	<i>Smart export guarantee</i>
SEM	<i>Single Energy Market</i> / Mercado Único de Electricidad
SMETER	<i>Smart Meter Enabled Thermal Efficiency Ratings</i>
SO ₂	Dióxido de azufre
SVT	<i>Average Standard Variable Tariff</i> / Tarifa Variable Estándar
t	Tonelada
tCO ₂	Tonelada de CO ₂
tCO ₂ eq	Tonelada de CO ₂ equivalente
tep	<i>Ton of equivalent petroleum</i> / Tonelada equivalente de petróleo
TWh	Teravatio-hora
UE	Unión Europea
UK ABWR	<i>UK Advanced Boiling Water Reactors</i>
ULEV	<i>Ultra-low emission vehicles</i> /Vehículo de Ultra Bajas Emisiones
p.	Penique
£	Libra esterlina
US\$	Dólares estadounidenses
%	Por ciento
Billones	Mil millones
Trillones	Un millón de millones
b/d	Barriles/día

RESUMEN EJECUTIVO

A lo largo de los últimos años el Lab de Energía de Orkestra ha ido profundizando en los movimientos denominados transiciones energéticas, habiendo abarcado estos procesos en Alemania, Chile, Francia y la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV). En este punto, el objetivo de este trabajo ha sido describir en primer lugar la estrategia de transición energética en el Reino Unido (RU), para después analizarla y profundizar en ella.

Contexto general. Políticas energéticas coherentes en el tiempo

Puede decirse que el Reino Unido es un país con una larga trayectoria de políticas energéticas coherentes y estables en el tiempo, que han ido acompañadas de un claro apoyo social, debido a un compromiso por parte de los sucesivos Gobiernos y a los grandes debates alrededor del triple objetivo de una energía segura, respetuosa con el medio ambiente y a un coste lo más razonable posible.

Así, cabe destacar que independientemente de la ideología del partido en el Gobierno, los principales lemas de la política energética se han mantenido estables en el tiempo, lo que ha concedido a las empresas margen para actuar con estabilidad. Además, los procesos han sido ampliamente debatidos, tal y como se acaba de señalar, lo que ha permitido poner en claro las interdependencias de diferentes grupos y con ello, la adopción de medidas más consensuadas. Todo esto ha ido también acompañado de una regulación energética puntera.

Así mismo, podría decirse que el Reino Unido ha vivido varias transiciones energéticas. De esta manera, a mediados del s. XVIII, el país supo aprovechar sus abundantes recursos de carbón para iniciar su revolución industrial. Con posterioridad, en el s. XX supo transformar el sector energético hacia otros recursos como el petróleo y el gas de sus reservas del Mar del Norte y la energía nuclear.

Parte del éxito de la transformación del *mix* energético, podría explicarse por la permanencia durante 18 años del partido conservador (1979-1997), que permitió proceder a la privatización del sector y establecer las bases de la descarbonización, que se inició a finales de la década de los noventa y que tomó impulso desde 2010, ya con el Gobierno laborista. Por el contrario, la mayoría de países del continente europeo no conocieron una estabilidad política de esta naturaleza, por lo que no reformaron su sistema energético más que bajo la presión de la Unión Europea, cuando esta comenzó a implementar medidas en este ámbito.

Como consecuencia, el sistema energético del Reino Unido ha evolucionado a lo largo de los últimos cuarenta años, con el desarrollo de mercados energéticos (tanto en electricidad como en gas, donde el país es líder), el abandono del carbón doméstico, la puesta en valor de los recursos propios de gas y de crudo del Mar del Norte, la transformación de su sistema eléctrico hacia uno con mayor presencia de tecnologías renovables y con bajas emisiones, la reconstrucción de una opción nuclear creíble y la evolución hacia un sector energético liberalizado y una economía progresivamente más baja en carbono.

Una estrategia de transición energética comprometida con la descarbonización

En los últimos años, la estrategia de transición energética en el Reino Unido podría decirse, que se ha organizado alrededor de la lucha contra el cambio climático y, por ello, de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Así, hace ya más de una década, en 2008, el Gobierno del país aprobó la Ley de Cambio Climático (*Climate Change Act*), que convirtió al Reino Unido¹ en el primer país en introducir, de manera legalmente vinculante, un objetivo de reducción de emisiones a largo plazo. Dicho acuerdo contó con un fuerte apoyo de todos los partidos políticos y planteó un objetivo de reducción de las emisiones de GEI para 2050 de un 80 % respecto a 1990. Este objetivo se actualizó en 2019 hasta el 100 % de reducción.

Con este fin, se han adoptado una serie de medidas. En primer lugar, se establecieron unos presupuestos de carbono, que en la actualidad se extienden hasta 2032. Estos presupuestos restringen el volumen de emisiones que legalmente se puede emitir para periodos de cinco años por todos los sectores de la economía. Es decir, son objetivos intermedios que ofrecen una trayectoria más ordenada para la consecución del objetivo final de reducción de las emisiones. En estos momentos se considera que se puede cumplir el tercer presupuesto de carbono que termina en 2022.

En segundo lugar, en abril de 2013, el Gobierno implementó un precio suelo para el carbono (*Carbon Price Floor*, CPF) a la generación eléctrica, con el fin de lograr promover la inversión necesaria en energías bajas en carbono que el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE-UE) no había logrado. Este precio, que ha sido criticado en ocasiones, es reconocido por los generadores de electricidad como un incentivo positivo para la transformación del *mix* eléctrico. Además, se considera que ante una eventual salida del Reino Unido del RCDE-UE, podría plantearse una ampliación del CPF a todos los sectores hasta ahora sujetos al régimen comunitario.

En 2013, igualmente, se emprendió la reforma del mercado eléctrico. En este sentido, el mercado de capacidad, el esquema regulatorio de la actividad de distribución de electricidad (RIIO) diseñado para incentivar la inversión y la innovación en las redes de distribución, los contratos por diferencias y la reducción de la demanda eléctrica mediante medidas de eficiencia energética, son instrumentos desarrollados con el fin de reformar el mercado eléctrico del Reino Unido y avanzar hacia una economía baja en carbono, con seguridad de suministro y al mínimo coste posible para los consumidores.

Más recientemente, la Estrategia de Crecimiento Limpio del Reino Unido (*The UK Clean Growth Strategy*), aprobada en 2017, iba acompañada de una inversión de más de 2.500 millones de libras para innovación en tecnologías bajas en carbono como parte del mayor aumento del gasto público en ciencia, investigación e innovación en más de tres décadas. Esta inversión pública, que debería promover también la privada, busca convertir al Reino Unido en líder mundial en nuevas tecnologías como la captura de carbono, las redes inteligentes y las celdas de combustible de hidrógeno. Esta estrategia no ha indicado objetivos de reducción de emisiones de GEI cuantitativos para los sectores sometidos al quinto presupuesto de carbono (*Fifth carbon budget*), pero ha desarrollado una lista de acciones y programas de financiación.

Para avanzar en la descarbonización es también necesario desarrollar las fuentes energéticas renovables, para lo que, entre 2002 y 2017 se emplearon las obligaciones de renovables (*renewable obligations*, RO). Más recientemente, se plantearon los ya mencionados contratos por diferencias con *feed-in-tariffs*. Estos contratos, incentivan la inversión en energías renovables al permitir a los promotores de los proyectos, con elevados costes iniciales y larga vida útil (donde también se incluye el desarrollo de proyectos nucleares), la

¹ El Reino Unido fue nominado para albergar COP26 en 2020, en Glasgow, en colaboración con Italia. Ambos países estaban decididos a utilizar dicha conferencia para promover el cambio necesario para cumplir el Acuerdo de París (de la COP 21). No obstante, debido a la crisis sanitaria a nivel mundial causada por el coronavirus-19, esta cita se ha pospuesto a 2021.

protección directa contra los precios volátiles del mercado mayorista. Además, la asignación mediante subastas por tecnologías permite la contención del coste de los proyectos.

No obstante, la reducción de los costes no garantiza un nivel máximo de estos, con lo que se introdujo un límite anual a los costes totales de las medidas de apoyo a las tecnologías con reducidas emisiones. El Tesoro controla este nivel de costes, tratando así de proteger a los consumidores de un sobre coste cuando los precios de la electricidad son elevados.

Para este proceso, bajo la Ley de Cambio Climático se creó el Comité de cambio climático, un organismo público independiente no departamental que asesora al Reino Unido, al Gobierno y al Parlamento sobre cómo abordar y prepararse para el cambio climático. El Comité aconseja sobre la fijación de presupuestos de carbono e informa regularmente sobre el progreso realizado en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Transversalidad de la descarbonización e interacción con otras políticas

Los distintos Gobiernos del Reino Unido han sido conscientes de la necesidad de que el proceso de descarbonización se desarrolle a todos los niveles de la economía. Así mismo, han comprendido la necesidad de ir más allá de medidas directamente relacionadas con la descarbonización y complementarlas con otras medidas integradoras relacionadas con la innovación, la digitalización y la industrialización.

De esta manera, y como se ha indicado, la Ley de cambio climático de 2008 estableció ya un compromiso a largo plazo de descarbonización, que en 2017 se reforzó con la Estrategia de crecimiento limpio. Esta última estableció 50 políticas para llevar el progreso de la descarbonización a todas las áreas de la economía y la sociedad, que además mantenían sinergias con la Estrategia industrial (Industrial Strategy), a pesar de que el peso de la industria en el país ha decaído y su economía se basa en los servicios, lo que ha facilitado la descarbonización. Es decir, el Reino Unido vincula estrechamente la política energética a la industrial y, para ello, busca apoyarse en la innovación, en su capacidad de atraer talento e inversión, así como en la financiación, todo ello con el fin último de lograr la descarbonización de su economía.

De esta manera, el reto de crecimiento limpio del país consiste en promover su posicionamiento a la vanguardia de las industrias del futuro, maximizando las ventajas para la industria británica de la transición hacia una economía baja en carbono. En este ámbito se espera además que la industria existente evolucione hacia unas menores emisiones de GEI y hacia un consumo más eficiente de los recursos, desarrollando en el camino clústeres industriales con emisiones netas nulas.

Para ello, desde la implementación de la Estrategia de crecimiento limpio, se ha ido progresando de manera que en el periodo entre 2018-2019 se consiguió, entre otros, un récord de generación eléctrica con renovables (33 %)² y un 53 % de generación eléctrica con tecnologías bajas en carbono; se logró el acuerdo del sector eólico *offshore*, se creó un fondo de transformación de la energía industrial (con fondos gubernamentales por 315 millones de libras), se desarrolló un plan de captura, uso y almacenamiento de carbono y se publicó la estrategia de financiación verde.

Por su parte la Estrategia industrial ha planteado cuatro grandes retos para el país, dos de ellos completamente relacionados con la energía (crecimiento limpio y movilidad del futuro) y un tercero de amplio

² En octubre de 2019, se consiguió además producir más electricidad con fuentes renovables que con combustibles fósiles.

espectro, pero también con incidencia en el sector energético, referido a la inteligencia artificial y la revolución de los datos. El cuarto reto se refiere al envejecimiento de la población.

Alineando las estrategias de crecimiento limpio e industrial, se garantiza que las políticas relacionadas con el apoyo a la industria, a la empresa, a la infraestructura y al crecimiento regional, promuevan reducciones de las emisiones y fortalezcan la innovación en tecnologías, sistemas y servicios de bajas emisiones³. También serán fundamentales las habilidades técnicas, de innovación y digitales, para lo que el Gobierno se ha comprometido a desarrollar estas capacidades. De hecho, la estrategia industrial va acompañada, igualmente, de una estrategia de economía circular y de otra de digitalización, donde la formación en capacidades va a ser determinante del grado de éxito futuro del país.

De esta manera, el objetivo del Reino Unido es aprovechar su propia transición hacia un crecimiento limpio promoviendo la I+D, promoviendo negocios y tecnologías que descarbonicen su economía, creando riqueza y empleo. Es decir, en el Reino Unido, los principales partidos políticos han apostado por incentivar el mercado para luchar contra el cambio climático frente a medidas como los subsidios. No obstante, esto ha repercutido en las facturas del consumidor eléctrico.

En estos momentos, el Reino Unido desea mantener la agilidad adoptada en el camino hacia una economía con cero emisiones netas. El hecho de que en verano de 2018 alcanzara niveles máximos de producción solar, sea líder en eólica *offshore*, acompañado de un compromiso vinculante a 2025 de proceder al cierre de la generación con carbón, hace que se posicione como un país que, además, puede ayudar a otros en su proceso de transición post-carbón. Es decir, considera que su trayectoria puede permitirle posicionarse a nivel mundial como líder de los procesos de transición en diferentes áreas, siendo la energía y la descarbonización una de ellas. En este sentido, la clave sería cómo crear una hoja de ruta para reducir el uso del carbón y de otros combustibles fósiles del *mix* de generación.

Así, si en el pasado la minería del carbón era fuente de empleo, en la actualidad, alrededor de 400.000 personas en todo el país trabajan en negocios relacionados con la descarbonización y sus cadenas de valor (desde los innovadores que desarrollan baterías eléctricas hasta los fabricantes de automoción que las instalan en sus vehículos para que sean menos emisores). Las medidas adoptadas buscan que estas cifras aumenten en el futuro, de manera que para 2039 asciendan a dos millones de puestos de trabajo.

Victoria parcial en la descarbonización: el éxito en la electricidad vs. los retos en calefacción y transporte

Con la implementación de las diferentes medidas relacionadas con la descarbonización ya mencionadas, incluidas las adoptadas en las últimas décadas del pasado siglo como el progresivo cierre de las minas de carbón y la sustitución de las centrales de carbón por otras con gas natural, el Reino Unido ha reducido de manera muy considerable las emisiones de GEI, un 42 % entre 1990 y 2017⁴.

De hecho, se considera que es el país más exitoso del G-7 en lograr una economía en crecimiento reduciendo emisiones. En la actualidad, el Reino Unido emplea tres veces menos carbono para producir una libra (£) de producto interior bruto (PIB), en comparación con 1990.

³ Se han desarrollado programas para la innovación en descarbonización como ayudas para la revolución de la conducción eléctrica (80 millones de libras), luz del futuro (125 millones de libras), descarbonización industrial (170 millones de libras), programa de diseño de un reactor de fusión (222 millones de libras), etc.

⁴ Muy por encima de la reducción promedio de la UE del 21 % entre 1990 y 2017 y del objetivo del 20 % de reducción respecto a 1990 de la UE.

En el ámbito eléctrico en particular, el Reino Unido generó en 2018 el 56 % de su electricidad libre de emisiones de GEI (33 % renovables y 23 % nuclear), con casi un 39 % de generación eléctrica con gas y apenas un 5,5 % con derivados del petróleo y carbón. Entre las tecnologías renovables que más aportaron se encuentran la eólica (*onshore* y *offshore*), la biomasa y la solar fotovoltaica.

Como consecuencia, en 2018, las emisiones de dióxido de carbono de las centrales eléctricas descendieron en un 10 % respecto a 2017, y en un 68 % respecto a 1990. Ello es el resultado, como se acaba de mencionar, de la sustitución del carbón por gas y por energías renovables con la continua contribución de la energía nuclear, es decir la gasificación y la electrificación del consumo final de energía. El uso del carbón, por ejemplo, en el *mix* energético ha disminuido de un 34 % en 2007 a solamente un 5 % en 2018 (un 88 % de disminución) quedando su uso relegado prácticamente a la generación eléctrica⁵ (con un rol marginal en la industria y la fabricación de coque).

En paralelo, en los últimos diez años, la capacidad renovable del sistema eléctrico ha crecido significativamente de 7,3 GW en 2008 a 45,9 GW en el segundo trimestre de 2019. Las inversiones del Gobierno en energía *offshore* han ayudado a reducir su precio en un 30 % respecto a 2017. De esta manera se han convertido en líderes mundiales con 9,2 GW instalados y se espera que alcance los 10 GW en 2020 y los 30 GW en 2030. Como resultado, la cuota de la electricidad con bajas emisiones ha crecido y la participación de la generación eléctrica con renovables alcanzó el récord ya mencionado del 33 %.

Además, según el operador del sistema eléctrico hay alrededor de 4 GW de almacenamiento distribuido y 1 GW de respuesta de demanda (*Demand Side Response*, DSR) en el Reino Unido. En cuanto a las interconexiones con otros países, estaba encargada una capacidad de 5 GW para enero de 2020 y 4,8 GW más, están bajo construcción.

Con lo anterior se concluye que las políticas del Gobierno en el sector eléctrico, en concreto, han favorecido el despliegue de las fuentes renovables de generación, a la vez que han disminuido su coste, reducido el empleo de carbón y aumentado el precio de la electricidad entre 2017 y 2019.

A pesar de esta evolución en el sector eléctrico, su ritmo no ha sido igual en todos los sectores de la economía. Como consecuencia, todavía queda mucho por hacer en el transporte, la edificación y la agricultura durante la próxima década.

En el ámbito de la edificación, donde se consume alrededor de la mitad de la energía total, se viene realizando un importante esfuerzo en rehabilitación de edificios, que se caracterizan por la mala calidad en términos energéticos, para reducir además los problemas asociados con la pobreza energética; pero los plazos son amplios, esperando que se deje de consumir derivados del petróleo en calefacción durante esta próxima década. Para ello, además de diferentes programas y fondos de ayudas, se han implementado planes de obligaciones a los suministradores energéticos de promover la eficiencia energética en el sector residencial y la cogeneración en otros ámbitos.

Igualmente se está buscando aumentar la electrificación en la calefacción, que aún muestra cifras muy reducidas, e implementar sistemas de bombas de calor e hidrógeno que podrían favorecer la reducción de emisiones de este sector al sustituir al gas natural. Sin embargo, por el momento, los avances son muy escasos.

⁵ En abril de 2020, durante la epidemia debida al coronavirus, COVID-19, el uso del carbón en generación eléctrica fue nulo.

Por su parte, en el transporte se están tomando medidas en el marco del Automotive Sector Deal, entre otros, con la prioridad de mejorar la calidad del aire ante todo en las grandes ciudades, pero la principal fuente de energía sigue siendo los derivados del petróleo.

La penetración de los vehículos eléctricos es escasa (especialmente en taxis y flotas privadas en Londres), a pesar de que se está avanzando muy favorablemente en el despliegue de la infraestructura de recarga, aunque principalmente en entornos urbanos. Por el momento, se ha avanzado más en el empleo de biocombustibles y biometano, y se piensa ya en el empleo del hidrógeno, muy en especial en transporte de mercancías, aunque en este caso la infraestructura de recarga no ha evolucionado como se necesita.

Con el fin de avanzar en la descarbonización del transporte se ha planteado dejar de vender vehículos de gasolina y diésel en 2035 y, en el camino, promocionar otras fuentes energéticas alternativas con menores niveles de emisión que los vehículos convencionales de combustión interna. No obstante, también se plantean importantes retos en el transporte marítimo, aéreo y ferroviario donde las alternativas no son aún tan claras, en particular en los dos primeros casos.

Ante esta situación se hace necesario reforzar las medidas para avanzar en la descarbonización en todas las áreas. Para ello, iniciativas como la implementación de contadores inteligentes, el desarrollo de sistemas de gestión de la demanda, de almacenamiento⁶ y de interconexiones serán de utilidad en electricidad. Fomentar la electrificación de los sectores de calefacción y transporte, la penetración del hidrógeno renovable y el uso y la captura y almacenamiento de carbono son otras medidas a desarrollar.

La preocupación del Reino Unido por la seguridad de suministro: recursos autóctonos y eficiencia energética

Quizás, el hecho de que el país esté formado por un conjunto de territorios insulares ha impulsado que los diferentes Gobiernos del Reino Unido hayan tenido como elemento director de su política energética la seguridad de suministro. Por este motivo, ha sido siempre un país proactivo en el empleo de los recursos autóctonos (carbón, petróleo y gas principalmente). Recientemente se promovió la explotación del gas no convencional (*shale gas*), aunque en noviembre de 2019 el Gobierno estableció una moratoria ante los posibles movimientos sísmicos que podría estar ocasionando dicho aprovechamiento. En este contexto, el Reino Unido llegó a ser exportador de crudo y de gas, aunque desde principios de este siglo ha vuelto a ser importador neto y se espera que la relevancia de la producción autóctona de estas fuentes de energía caiga en el tiempo.

Por su parte, la energía nuclear también ha sido una apuesta de este país como también sucediera en el caso de Francia que, aun cuando no ha desarrollado una industria propia, ha mantenido su interés por esta tecnología en el tiempo y que incluso en este momento está construyendo un nuevo reactor nuclear, que ya lleva acumulados considerables retrasos.

Igualmente se está avanzando en el desarrollo de energías renovables, principalmente en electricidad, aunque con pequeños progresos en transporte y edificación. Sin embargo, el despliegue de estas tecnologías no está llevando la velocidad esperada. Habiendo partido de un nivel muy reducido de penetración, no cumplirá los objetivos planteados por la UE para 2020.

⁶ Además, el Reino Unido es líder en la integración de la gestión de la demanda y del almacenamiento en el mercado eléctrico.

Un instrumento que puede favorecer la seguridad de suministro es la mejora de la eficiencia energética, que también tiene otras consecuencias favorables como la reducción de la factura energética y de las emisiones de GEI. En el Reino Unido, la mejora de la eficiencia energética ha sido desde los años ochenta una constante en la política energética e industrial del país (i.e. Energy Saving Trust y Standard of Performance), que ha desarrollado nuevos planes adaptados a las nuevas situaciones, con resultados que han permitido desacoplar el crecimiento económico del consumo energético. Como resultado, en 2018, tuvo un consumo energético inferior al de 1970, aunque todavía queda mucho camino por recorrer.

Ante esta situación, el desarrollo de nuevas interconexiones con Europa continental, así como la investigación y desarrollo y la innovación en energía permitirán al país mantener la seguridad que, en el ámbito del suministro, siempre ha deseado garantizar.

Precios de la energía volátiles y crecientes en el tiempo. Pobreza energética y competitividad industrial

En el Reino Unido, alrededor de un tercio del precio de los carburantes lo conforma el precio de la energía, el resto son principalmente tasas e impuestos que suponen alrededor del 61 % del precio final. En el caso de los combustibles, la situación es similar para los usuarios domésticos. Para los consumidores industriales, las tasas e impuestos representan, sin embargo, un tercio del precio final.

A lo largo de la última década, el peso de las tasas e impuestos no ha cesado de aumentar. Esto ha llevado a que si bien, el precio de los derivados del petróleo antes de impuestos es similar en todos los países (debido a la importancia de los mercados internacionales), diésel y gasóleo tienen, tras tasas e impuestos, precios superiores al promedio de la UE. Sin embargo, en el caso del fuel doméstico el precio es más reducido, lo que podría deberse a medidas para proteger a estos usuarios frente a la pobreza energética.

En términos de electricidad, el Reino Unido cuenta con un mercado eléctrico en continua evolución, que se adelantó con la liberalización y la creación del mercado mayorista en los años noventa a Europa continental; lo modificó entrado el s. XXI, evolucionando hacia el modelo NETA y más recientemente lo ha vuelto a reformar, y donde es líder en mercados de flexibilidad y servicios de agregación. En este mercado, el gas y los derechos de emisión son los principales factores que determinan el precio y donde, desde 2015, se ha producido un aumento de las tasas e impuestos.

El precio de la electricidad para los consumidores domésticos se encuentra en niveles promedio de la UE, donde las tasas e impuestos representan un 31 % del precio final. Dado que cumplir con los presupuestos de carbono va a tener un claro impacto en el nivel de precios para estos consumidores, se plantea en paralelo, la necesidad de implementar medidas de eficiencia energética en la lucha contra la pobreza energética. Para los consumidores industriales, el precio de la electricidad se encuentra entre los más elevados de los países con los que se ha comparado, por debajo del de Dinamarca, pero en el entorno de Alemania.

Como país productor de gas y que cuenta con el primer mercado de gas europeo, el precio del National Balancing Point es la referencia de los precios de otros mercados del continente constituidos con posterioridad. Los consumidores han visto reducir el precio final de esta fuente energética en el tiempo. En este caso, además, los impuestos y las tasas suponen alrededor de un 10 % del precio final para el consumidor doméstico y un 19 % para los consumidores industriales.

A pesar de la evolución creciente de los precios de los derivados del petróleo y de la electricidad en particular, en el Reino Unido, la competitividad de la industria no se ha visto especialmente afectada en términos negativos y comparativos con otros países de la UE, salvo en determinados momentos de tiempo y en determinados sectores (por ejemplo, el agua).

Las incertidumbres que abre el Brexit y el papel de las regiones

El principal reto del Reino Unido y su principal dificultad se encuentran ahora en el cumplimiento del exigente presupuesto de carbono de 2028-2032. En este sentido, el Comité de cambio climático ha sido muy crítico, por la falta de medidas adecuadas para cumplir con esta meta y, en particular, por la falta de una estrategia para la descarbonización de la calefacción. También se enfrenta a dificultades en el desarrollo de renovables.

A pesar de estos retos, se plantean otras cuestiones conforme el Reino Unido se prepara para abandonar la Unión Europea. Así, uno de los objetivos sería lograr un acuerdo Reino Unido-Unión Europea que abarque de manera específica la energía y el clima, dado que ello permitiría además de proteger el entorno, aprovechar nuevas oportunidades de crecimiento. La acción climática, íntimamente relacionada con la energía sigue siendo una estrategia económica pragmática y una de las mayores oportunidades industriales de esta generación.

Sin embargo, por el momento no se ha hecho especial hincapié en la relevancia de la cuestión energética, aunque son muchos los temas que surgen y suscitan dudas. Además, hay que tener en cuenta que la energía no es una cuestión que recojan los términos básicos de la Organización Mundial del Comercio y que se podrían adoptar a falta de un acuerdo real en esta materia.

Entre estas cuestiones se pueden señalar en este resumen como más relevantes tres: la cuestión nuclear, la descarbonización y el mercado energético único.

En lo que se refiere al primer tema, la cuestión nuclear, el Reino Unido ya ha anunciado que adoptará una serie de salvaguardas necesarias para poder mantener las transacciones necesarias de productos nucleares y ha firmado también acuerdos con diferentes países con este mismo fin.

En lo que a la descarbonización se refiere, si bien los compromisos de reducción de emisiones se mantienen independientemente de la salida del Reino Unido de la UE (no hay que olvidar que el objetivo a 2050 de cero emisiones netas, se planteó antes en el Reino Unido como vinculante que a nivel de la UE), hay numerosas cuestiones prácticas que pueden afectar a ambos territorios.

La principal se refiere a la futura participación del Reino Unido en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE. Por el momento no se ha mencionado nada al respecto. Por una parte, el Reino Unido tenía experiencia en un mercado de este tipo, ya que con anterioridad a que la UE lo desarrollara, el Reino Unido ya había tenido uno; pero crear uno nuevo le llevaría un tiempo. Por otra parte, el país ha creado, como se ha indicado anteriormente, un precio suelo para el carbono, que podría ser aplicable a todos los sectores hasta ahora sujetos al régimen comunitario, a modo de impuesto, y que además podría establecerse de manera que cumpliera con las expectativas del Gobierno británico.

A la Unión Europea se le plantea un problema, la salida del Reino Unido le obliga a tener que reajustar el mercado debido a la partida de un gran agente, habitualmente comprador de derechos. Además, teniendo en cuenta el interés de la UE por ampliar el área geográfica de influencia del RCDE-UE y el hecho de que países como Suiza hayan llegado a acuerdos para su participación en él, parece que hay elementos suficientes como para pensar que independientemente de la salida del Reino Unido, el mercado podría seguir funcionando de la misma manera, al menos en el medio plazo.

En tercer lugar, para el mercado interior de energía, la opción óptima sería que el Reino Unido mantuviera su participación en el mismo, así como en el mercado irlandés único de la energía. Una segunda opción, menos interesante, sería que al menos garantizase su participación en el mercado irlandés, dado que en la actualidad el mercado energético de la Isla de Irlanda ya está integrado y que la República de Irlanda depende en gran medida del suministro energético británico. En una tercera opción el Reino Unido dejaría de participar en ambos mercados. En la situación actual se espera que, al menos, se mantenga la participación del Reino Unido en el mercado irlandés.

Finalmente, el Reino Unido tiene transferidas una serie de competencias a las naciones que lo componen, algunas de ellas en materia de energía. Teniendo esto en cuenta, la salida de la Unión Europea va a replantear las competencias del Reino Unido y de las naciones, dado que hasta ahora, la UE se encargaba del establecimiento de una serie de políticas de energía y clima que ahora deberá verse cómo reasignar.

Además, en el ámbito energético propiamente dicho, cada territorio tiene unas características diferentes de recursos naturales energéticos, actividades económicas, etc. que han sido tenidas en cuenta en el desarrollo de la normativa y en el establecimiento de objetivos. A modo de ejemplo, en reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, Escocia tiene unos objetivos más ambiciosos que Gales.

Así, en el nuevo contexto del Brexit es necesario que haya una gran coordinación entre los diferentes agentes británicos para avanzar en la transición energética en el Reino Unido. Y de igual manera, será necesario que a pesar del Brexit, se mantenga una actitud de colaboración entre países, porque solo en colaboración se conseguirá el cumplimiento de los compromisos de descarbonización con más renovables, al menor coste y garantizando el suministro.

1. OBJETIVO Y CONTEXTO

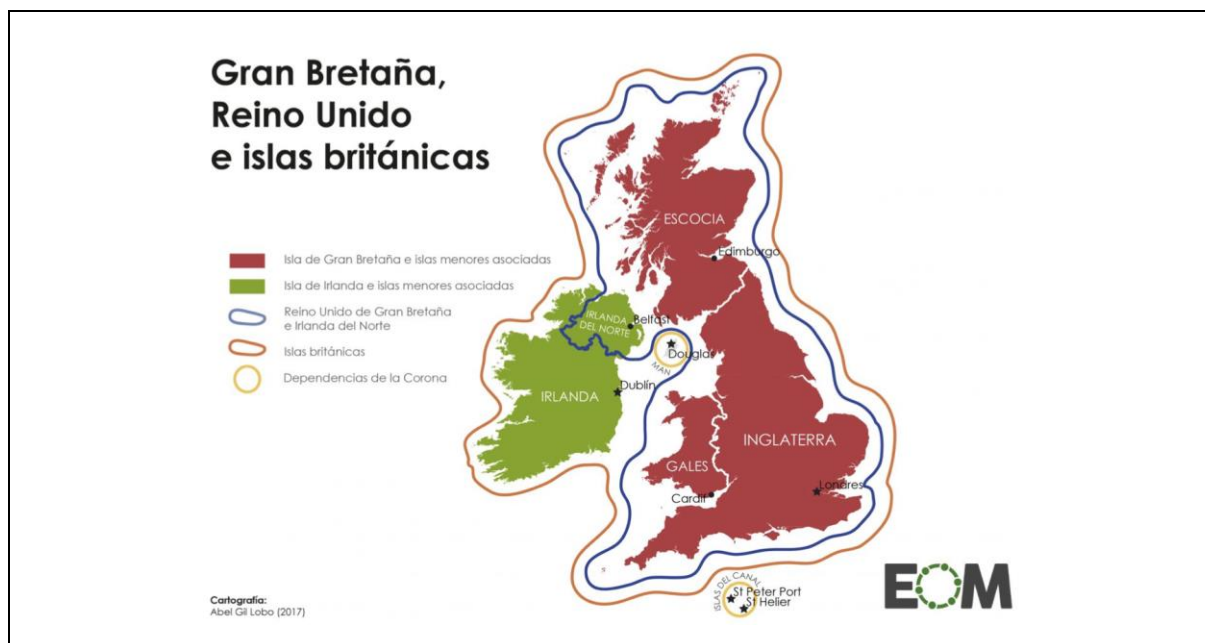
A lo largo de los últimos años el Lab de Energía de Orkestra ha ido profundizando en los movimientos denominados transiciones energéticas, habiendo abarcado estos procesos en Alemania, Chile, Francia y la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV). En este punto, el objetivo de este trabajo es describir en primer lugar la estrategia de transición energética en el Reino Unido (RU), para después analizarla y profundizar en ella.

Para ello, en este estudio, se describirán los antecedentes del sector, el *mix* energético y su impacto ambiental, así como los precios de la energía como factor de competitividad y bienestar. Además, se tratará de identificar cuáles son los elementos clave de la transición energética, los elementos comunes y los específicos, en relación con otros procesos de transición energética del entorno. Igualmente, se buscará la relación del proceso de transición energética con otras políticas: climática, de transporte, de economía circular, etc. Finalmente, se tratará de valorar el éxito de la estrategia e identificar los principales logros y retos/riesgos del proceso hasta la fecha (e.g., Brexit).

1.1. Contexto geográfico

El alcance geográfico de este estudio como su nombre indica es el Reino Unido. Ubicado en el noroeste de Europa, el Reino Unido está formado por la isla de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, en la isla de Irlanda. Estas dos islas, junto con otras mucho más pequeñas, donde alguna cuenta incluso con entidad política autónoma, son también conocidas bajo la denominación de islas británicas.

Mapa 1. Contexto geográfico del Reino Unido



Fuente: (Gil Lobo, 2017).

El Reino Unido se considera un concepto político, ya que su nombre completo es Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte. Tal y como se puede observar, el país está dividido en cuatro territorios, a veces

denominados, naciones constitutivas, naciones o países, siendo estas: Inglaterra⁷, Escocia, Gales e Irlanda del Norte. Las primeras tres se localizan en la isla de gran Bretaña mientras que la última pertenece a la de Irlanda.

Desde el s. XIX el Reino Unido, ha sido una de las naciones más poderosas del mundo, como consecuencia de su temprana Revolución Industrial y del comercio que generó una gran riqueza que permitió al país construir un imperio de ultramar. A lo largo del s. XX, muchas de sus colonias declararon su independencia. Sin embargo, ha mantenido una estrecha relación con ellas, hasta el punto de haber recibido muchos emigrantes de estos territorios entre los años 50 y 60. Esto fue primordial debido a que el país necesitaba mano de obra para la reconstrucción tras la Segunda Guerra Mundial.

Además, en 1950 se constituyó la Commonwealth of Nations una organización de cooperación internacional en el ámbito político y económico, formada por 53 países soberanos, independientes y semiindependientes que, con las excepciones de Mozambique y Ruanda, comparten lazos históricos con el RU. La reina Isabel II del Reino Unido es la cabeza de esta organización.

A continuación, se presentan algunos rasgos significativos de este territorio de manera resumida.

Tabla 1. Principales datos del Reino Unido

Nombre Oficial	Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte
Gobierno	Monarquía constitucional con Gobierno parlamentario
Capital	Londres
Lengua oficial	Inglés
Moneda	Libra esterlina (£)
Área	243.610 km ²
Población	66.647.112 habitantes
Densidad de población	274 habitantes por km ²
PIB y estructura	2.393.693 millones de € (2018) (0,6 % agricultura, 19,2 % industria y 80,2 % servicios en 2012)
PIB per cápita	36.000 € (2018)
Deuda	86,8 % (2018)
Tasa de desempleo	3,8 % (Julio 2019)
IPC	2,1 % (Julio 2019)
Tipo de interés	0,75 % (2018)

Nota: los datos económicos de esta tabla deben ser tomados con la debida cautela, pues la crisis económica inducida por la crisis sanitaria del COVID-19 los está modificando.

Fuente: elaboración propia a partir de (Expansión, 2019).

El Reino Unido se considera una de las diez economías más importantes de todo el mundo, por su volumen de PIB, tercera de la Unión Europea (UE) detrás de Alemania y Francia en 2018. En 2018, su deuda pública ascendió a 2.054.185 millones de euros, (86,8 % del PIB), suponiendo así una deuda per cápita de 30.822 €, ocupando el puesto 23 en el ranking.

⁷ De manera equivocada, en ocasiones se hace referencia al Reino Unido con la denominación de Inglaterra. Si bien Inglaterra se ha considerado el reino central y hegemónico, durante la historia, se fueron asociando otros territorios y reinos, de manera que hoy en día Inglaterra se encuentra subsumida en el seno del Reino Unido y no cuenta con ninguna entidad internacional.

En términos del Índice de Desarrollo Humano o IDH (elaborado por las Naciones Unidas), que ayuda a estimar el nivel de vida de los habitantes, se encuentra en la posición 14. Por su parte, en el ranking Doing Business, el Reino Unido se encuentra en el puesto número nueve de los 190 que conforman la lista. Ello significa que se considera un país donde resulta fácil hacer negocios, a pesar de que en los últimos años haya sufrido un retroceso en su posición, probablemente a consecuencia de la incertidumbre del Brexit.

En cuanto al índice de la percepción de corrupción del sector público, el Reino Unido obtiene una valoración de 80 puntos, siendo una puntuación 0 para los altos niveles de corrupción, y 100 para bajos niveles. Esta puntuación ha descendido en el último informe (de 2018), lo que significa que los británicos perciben un incremento de la corrupción en el sector público del país. Sin embargo, el Reino Unido se considera uno de los países con mayor transparencia, donde todos los movimientos de altos cargos pueden ser consultados sin ninguna restricción y de manera pública.

1.2. Estructura política y competencias

El traspaso de las competencias (*devolution* en inglés) del Reino Unido a las cuatro naciones constitutivas fue un proceso diferente en cada caso, si bien, todo comenzó en septiembre de 1997 cuando se celebraron sendos referéndums en Escocia y Gales. Tras la aceptación pública, el Parlamento del Reino Unido aprobó tres leyes de transferencia: la Ley de Escocia (1998), la Ley de Irlanda del Norte (1998) y la Ley del Gobierno de Gales (1998) (que fue posteriormente reemplazada por la Ley del Gobierno de Gales de 2006). Estas leyes establecieron tres Asambleas legislativas transferidas que recibieron poderes que previamente tenía Westminster. Recientemente se transfirieron nuevas competencias mediante la Ley de Escocia de 2016 y la Ley de Gales de 2017 (GOV.UK, 2019e).

En Escocia se debatió durante más de una década qué facultades se delegarían y cómo funcionarían las nuevas instituciones. Para 1997 ya existía un plan que contaba con el acuerdo de tres cuartas partes de los votantes escoceses en un referéndum que se organizó para ello. En Gales el apoyo a la transferencia de competencias fue menor, con apenas el 50,3 % de los votantes a favor del cambio en 1997. Además, en este territorio se había dado menos importancia a la forma en que debía realizarse la transferencia, de manera que la Asamblea inicial ni siquiera tenía la capacidad de aprobar su primera legislación.

En Irlanda del Norte, por su parte, el traspaso de las competencias fue el resultado del proceso de paz que había concluido con el Acuerdo de Viernes Santo o Acuerdo de Belfast⁸. Este acuerdo fue avalado mediante un referéndum por ambas partes de Irlanda. En junio de 1998 se celebraron elecciones para la nueva Asamblea de Irlanda del Norte. Formar un Gobierno llevó más tiempo, pero en diciembre de 1999, la nueva Asamblea y el nuevo Gobierno estaban preparados para trabajar.

A Inglaterra no le afectó apenas este proceso de transferencia de competencias, a excepción de Londres, donde el Gobierno creó una Alcaldía y una Asamblea. De hecho, el Gobierno del Reino Unido desarrolló

⁸ Good Friday Agreement o Acuerdo de Belfast. En virtud de este acuerdo, firmado por los Gobiernos de Irlanda y del Reino Unido en 1998 y aceptado por la mayoría de los partidos políticos norirlandeses, se puso fin al conflicto de Irlanda del Norte y se estableció cómo debía gobernarse este territorio.

Sobre la pregunta constitucional de si Irlanda del Norte debería mantenerse en el Reino Unido o ser parte de una Irlanda unida, se acordó que no habría cambios sin el consentimiento de la mayoría. A esto se le denominó “el principio del consentimiento”. La opinión de la mayoría podría ser comprobada en el futuro mediante un referéndum (Northern Ireland Assembly, n.d.).

también un sistema diferente de descentralización para Inglaterra, pero que no implica una Asamblea legislativa diferente.

Estas transferencias, en un inicio, apenas afectaron a Whitehall⁹ ni a Westminster¹⁰. Además, se crearon algunos mecanismos formales para trabajar conjuntamente el Reino Unido y los Gobiernos transferidos. En 2001 se firmó un primer acuerdo de entendimiento (*Memorandum of Understanding*, MoU), actualizado en 2013, que establecía los principios que apoyan las relaciones entre las diferentes Administraciones. Este acuerdo de entendimiento puso el énfasis en los principios de buena comunicación, consulta y cooperación.

Como resultado existen diferentes Asambleas legislativas y Gobiernos en Escocia, Gales e Irlanda del Norte, que tienen poderes sobre una serie de políticas.

Tabla 2. Estructura gubernamental de Reino Unido

Asamblea legislativa	Gobierno
Parlamento del Reino Unido	Gobierno de Reino Unido
Parlamento escocés	Gobierno escocés
Asamblea Nacional de Gales	Gobierno galés
Asamblea de Irlanda del Norte	Gobierno norirlandés

Fuente: (Civil Service, 2019; Northern Ireland Assembly, n.d.).

Este proceso ha permitido adaptar las políticas a las prioridades y necesidades de cada nación del Reino Unido. Además, ha promovido la innovación en el desarrollo de políticas, al poder aprender cada Administración de la vecina¹¹.

⁹ Es la denominación habitual para referirse al Gobierno y los ministerios junto con sus respectivos equipos de funcionarios.

¹⁰ Se refiere principalmente al parlamento, es decir a la Cámara de los Lores (House of Lords) y de los Comunes (House of Commons), constituidas por políticos electos.

¹¹ Para más información sobre la estructura gubernamental de cada territorio ver (Civil Service, 2019).

Tabla 3. Competencias transferidas

Irlanda del Norte, Escocia y Gales	También transferidas a Irlanda del Norte	También transferidas a Escocia	También transferidas a Gales
Salud y servicios sociales	Justicia y vigilancia (<i>policing</i>)	Justicia y vigilancia (<i>policing</i>)	Idioma galés
Educación, formación y competencias	Ley de caridad	Ley de caridad	Algunas en el impuesto sobre la renta
Gobierno local	Energía	Impuesto de timbre sobre la tierra	Impuesto de timbre sobre la tierra
Vivienda	Empleo	Licencias de extracción de crudo y gas <i>onshore</i>	Impuesto sobre vertederos
Desarrollo económico	Seguridad Social, infancia y pensiones	Algunas en el impuesto sobre la renta (capacidad para establecer tipos y umbrales)	Señales de la carretera y límites de velocidad
Agricultura, silvicultura y pesca	Funcionariado de Irlanda del Norte	Igualdad de oportunidades en relación con los cuerpos públicos de Escocia	Igualdad de oportunidades en los cuerpos públicos de Gales
Medio ambiente y planificación	Igualdad de oportunidades	Impuesto sobre transporte aéreo de pasajeros	Licencias de extracción <i>onshore</i> de crudo y gas
Transporte	Tiempo	Aborto	Elecciones a la Asamblea y al Gobierno local
Turismo, deporte, cultura y patrimonio	Tarifas para servicio aéreo de transporte de pasajeros a larga distancia	Impuesto sobre vertederos	
Servicios de bomberos y rescate		Algunos elementos de la Seguridad Social	
Defensa de agua e inundaciones		Defensa y asesoramiento al consumidor	
		Elecciones al Parlamento escocés y al Gobierno local	

Fuente: (Civil Service, 2019).

Entender bien las competencias transferidas y cómo funcionan en la práctica es relevante, dado que hay elementos que interactúan entre sí (*Civil Service, 2019; Northern Ireland Assembly, n.d.*). A continuación, se presentan las competencias que no han sido transferidas.

Tabla 4. Competencias no transferidas o reservadas al Reino Unido

Irlanda del Norte, Escocia y Gales	Reservadas en Irlanda del Norte	Reservadas en Escocia	Reservadas en Gales
La Constitución	Energía nuclear	Ley de empleo	Ley de empleo
Asuntos exteriores	Armas prohibidas	Ferrocarril transfronterizo	Ferrocarril transfronterizo
Defensa y seguridad nacional		Energía	Energía
Nacionalidad, inmigración y asilo		Seguridad Social*	Seguridad Social
Cuestiones macroeconómicas y fiscales		Genética, Subrogación, medicamentos y embriología	Aborto, genética, subrogación, medicamentos, embriología
Servicios financieros y reglamento de pensiones		Igualdad de oportunidades*	Igualdad de oportunidades*
Comercio internacional y mercados financieros		Funcionariado	Funcionariado
Desarrollo internacional			Servicios postales
Elecciones al Parlamento de Reino Unido y de la UE			Justicia y vigilancia (<i>policing</i>)
Salario mínimo nacional			Ley de caridad
Competencia			
Propiedad intelectual			

Nota: * = excepto elementos transferidos por la Ley de Escocia 2016 y la Ley de Gales de 2017 respectivamente (Scotland Act 2016 y Wales Act 2017).

Fuente: (Civil Service, 2019; Northern Ireland Assembly, n.d.)

El MoU incluye una serie de concordatos entre el Gobierno del Reino Unido y los de las naciones, en los que se recogen los intereses que pueden tener estas últimas en cuestiones no transferidas como las relaciones internacionales o con la Unión Europea, y establece para ello una serie de disposiciones de trabajo.

Los presupuestos para el desarrollo de las competencias transferidas se financian mediante asignaciones realizadas en bloque por el Gobierno del Reino Unido, que se determinan de acuerdo con la Declaración de Política de Financiación (*Statement of Funding Policy*), e ingresos obtenidos por sus capacidades recaudatorias propias (GOV.UK, 2019e).

El Brexit, que se explica más adelante, va a tener repercusión sobre las competencias transferidas y reservadas. En este sentido, los poderes relacionados con la inmigración, el comercio o la política de competencia serán atribuidos a Westminster, es decir, reservados y no transferidos. Por el contrario, cuando la normativa comunitaria interseque con una competencia legislativa transferida, los poderes hasta ahora ejercidos por las instituciones europeas se transferirán a Escocia, Gales e Irlanda del Norte. En todo caso, el Reino Unido y las naciones han acordado que en algunas áreas se necesitarán marcos comunes para garantizar la consistencia y coordinación entre ciertas políticas.

A modo de ejemplo, en áreas como la regulación medioambiental, la agricultura y aspectos relacionados con la energía, el transporte o la justicia, donde hasta el momento, la autonomía de las naciones estaba restringida, se plantea el desarrollo de dichos marcos comunes con el fin de establecer una aproximación a estas competencias, con objetivos comunes, estándares, límites de acción, etc. que eviten una excesiva divergencia entre naciones (The Institute for Government, 2019).

De esta manera, en el caso de áreas en las que el Reino Unido toma de nuevo el control, pero se requiere de una consistencia normativa, se pueden desarrollar nuevos marcos comunes. En total, el Gobierno del Reino Unido estima que hay 21 áreas en las que se requieren marcos comunes. La mayor parte de estas áreas se refieren al Departamento de medio ambiente, alimentación y asuntos rurales (*Department for environment, Food & Rural Affairs*): agricultura, regulación de organismos genéticamente modificados, salud y bienestar animal, empleo de químicos en agricultura y gestión de las pesquerías. También se requieren marcos

legislativos en temas como los estándares de seguridad alimentaria, comercio de emisiones, etc. En áreas donde se precisa coordinación, pero no se percibe la necesidad de un marco legal vinculante, los poderes pueden devolver a las naciones las competencias, pero con acuerdos sobre cómo los diferentes Gobiernos trabajarán juntos. En total son alrededor de 78 áreas, en las que se incluyen temas como la regulación del transporte. La Ley de retirada de la UE de 2018 (EU *Withdrawal Act*) en su artículo 12 hace referencias a las competencias que deberán transferirse a las naciones.

En todo caso, esta Ley de retirada de la UE, que establece el fin de la autoridad de la Ley europea en el Reino Unido, convirtió a esta última en Ley del Reino Unido, en el momento de su retirada. Es decir, el Reino Unido adopta como norma propia el conjunto legislativo desarrollado en el marco de la UE desde su entrada en 1973. A partir de ese momento, la Ley concede a los ministros el poder de desarrollar legislación secundaria (alrededor de 800 documentos), así como de modificar la normativa comunitaria adoptada, eliminando las referencias por ejemplo a instituciones europeas y sustituyéndolas por las propias del Reino Unido. El objetivo principal de todo esto es garantizar una salida ordenada, en la medida en que Reino Unido empleará la normativa comunitaria en determinadas áreas para las que todavía no cuenta con una regulación propia suficiente (legislation.gov.uk, 2018).

Escocia

En Escocia la energía es una cuestión fundamental del territorio. De hecho, es más importante en términos relativos que para el conjunto del RU. Ello es debido a que Escocia es productora de hidrocarburos en el Mar del Norte y a que cuenta con un sistema eléctrico muy bajo en carbono. Sus planes de descarbonización son más ambiciosos que los del resto del RU y su política energética muy distinta de la del resto del país (Keay & Robinson, 2017b).

En septiembre de 2019, los miembros del Parlamento escocés (MSP) votaron a favor de la propuesta del Gobierno escocés, recogida en el proyecto de Ley de cambio climático (*Climate change bill*) de lograr una economía con emisiones netas nulas para 2045. De igual manera, se aprobó, conseguir una reducción de las emisiones del 75 % para 2030 (Energymarketprice, 2019).

Gales

Gales fue en el pasado un territorio donde el papel del cabrón fue muy relevante. En la actualidad busca transitar hacia una economía baja en carbono, mejorando la eficiencia energética y desarrollando tecnologías con reducidas emisiones. Así, en 2017, el 47 % de la electricidad generada en el territorio procedía de fuentes renovables, con un objetivo a 2030 de que sea el 70 %; donde un 36,1 % procederá de energías de las olas y de las mareas, 24,1 % de solar, 23 % de eólica terrestre, 15,3 % de eólica marina, 1 % de biocombustibles y 0,5 % de hidráulica (Messenger, 2019).

El elemento local va a ser crítico en los nuevos desarrollos de infraestructura. Así, se plantea que para 2020, todos los nuevos proyectos de renovables tienen que tener al menos un elemento de propiedad local, de manera que para 2030, 1 GW de potencia renovable tiene que ser propiedad local (Natural Resources Wales, 2019). También se apuesta por el desarrollo de la energía marina (entendiendo como tal la de las mareas y de las olas), que por el momento se encuentra en un estadio incipiente pero donde se están desarrollando proyectos. Además, en 2017 estaba prevista la construcción de una instalación nuclear en la costa norte de Anglesey con dos reactores UK ABWR (UK Advanced Boiling Water Reactors) suministrados por Hitachi-GE (Natural Resources Wales, 2017). En 2019, ya estaba construida la base del primer reactor (J-zero) de la primera central nuclear construida en Reino Unido en más de 20 años (Hayward, 2019). El proyecto que se inició en 2016, debería estar finalizado en 2025 y contar con una vida útil de 60 años. El coste estimado de la inversión ascendía a 20.300 millones de libras, recuperables en 35 años.

Irlanda del Norte

La estrategia energética de este territorio busca avanzar hacia la descarbonización de la economía al mínimo coste en 2050. El desarrollo de las fuentes domésticas de energía se inició hace 15 años. Como consecuencia, el sector eléctrico se ha descarbonizado, en gran medida empleando la energía eólica ya que, en Irlanda del Norte, el viento es la principal fuente de energía renovable.

El sistema eléctrico de Irlanda del Norte está conectado con el de Escocia y el de la República de Irlanda, con el fin de garantizar el suministro en todo momento. Su *mix* de generación muestra una gran presencia de la generación renovable, de hecho, en 2015 se consiguió alcanzar el objetivo de 20 % de consumo eléctrico de origen renovable planteado en el Northern Ireland Executive's Programme for Government (PfG). Más recientemente, en el Executive's Strategic Energy Framework (SEF) se estableció el objetivo de alcanzar un consumo de electricidad de renovables del 40 % en 2020 (Department of the Economy, Northern Ireland Statistics & Research Agency, 2018).

No obstante, los derivados del petróleo desempeñan un papel importante como fuente energética, principalmente en el transporte (90 % en 2005-2008 y 85 % en el siguiente período, entre 2009 y 2012), que supuso alrededor del 50 %, en dicho período, el 26 % de la demanda procedía del consumo doméstico y el 21 % restante de la industria. Entre 2012 y 2017, el número de interconexiones de gas aumentaron sustancialmente (Department of the Economy, Northern Ireland Statistics & Research Agency, 2018).

1.3. Competencias transferidas en el ámbito energético y principales instituciones

La energía en el Reino Unido es una cuestión que está dirigida, entre otros, por la normativa comunitaria, en especial en materia de relaciones energéticas internacionales, competencia, protección del consumidor y transporte.

El marco político y regulatorio que gobiernan los mercados energéticos de Gran Bretaña están establecidos por la normativa del Reino Unido y por licencias otorgadas por la Oficina de los Mercados de Gas y Electricidad (Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem) a los partícipes del mercado, así como por los códigos de industria y los acuerdos multilaterales detallados de la industria.

Las naciones tienen, por su parte, competencias transferidas en áreas concretas como la generación a pequeña escala, el cambio climático o la eficiencia energética.

Tabla 5. Transferencia de competencias en el ámbito energético

Áreas de política energética	Gales	Escocia	Irlanda del Norte
Mitigación del cambio climático	X	X	X
Normativa empresarial			X
Protección del consumidor			X
Asesoramiento y defensa del consumidor		X	X
Política de competencia			=
Desarrollo económico	X	X	X
Eficiencia energética por prohibición o regulación			X
Eficiencia energética por motivos distintos a prohibición y regulación	X	X	X
Consentimiento de generación de energía (gran escala: 50-350 MW)	X	X	X
Consentimiento de generación de energía (pequeña escala: < 50 MW)	X	X	X
Política energética			X
Asistencia financiera y empresarial a la industria (poderes concurrentes)	X	X	X
UE y asuntos extranjeros			

Fuente: traducido y modificado de (IEA, 2019b).

Así, en la actualidad, la estrategia energética está liderada por el Gobierno del Reino Unido, sin embargo, la autoridad administrativa, ejecutiva y legislativa está transferida a las naciones.

Tabla 6. Principales organismos relacionados con la energía en Reino Unido

Nombre	Actividad
Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS)	Se encarga de garantizar el suministro de energía segura, limpia y económicamente asequible y promueve la acción internacional en seguridad energética, cambio climático e innovación tecnológica. Asume la responsabilidad de las políticas energéticas, el clima y el diseño del mercado eléctrico. Numerosas empresas se encuentran bajo su autoridad, como la Low Carbon Contracts Company y la Electricity Settlements Company, ambas compañías privadas que buscan cumplir con los objetivos de descarbonización del sector eléctrico del país.
Oil and Gas Authority (OGA)	Regula y promueve la industria del petróleo y del gas con el fin de maximizar la recuperación de los recursos <i>offshore</i> de estas energías. Se encarga de las licencias de exploración y desarrollo en Inglaterra y en la plataforma continental del Reino Unido. Además, promueve la inversión en las cadenas de valor del petróleo y del gas. En 2016, la OGA se convirtió en una empresa del Gobierno con el BEIS como único accionista.
Her Majesty's Treasury (HMT)	Establece la dirección de la política económica del país para conseguir un crecimiento fuerte y sostenible y controla el gasto público.
Department for Environment, Food and Rural Affairs (Defra)	Este departamento del Gobierno es responsable de la política y regulación relacionada con el medio ambiente, la alimentación y las cuestiones rurales, que incluyen la adaptación al cambio climático. El Defra trabaja con el BEIS para garantizar que las políticas gubernamentales específicas de energía baja en carbono y las medidas de descarbonización estén alineadas con los objetivos del Defra.
Ministry of Housing, Communities and Local Government (housing)	Es el Ministerio de Vivienda cuyo objetivo es crear lugares donde vivir y trabajar, dando más poderes a las personas para dar forma a lo que sucede en su entorno.
Department of Transport (DFT)	Trabaja con el BEIS en políticas sectoriales relacionadas con el transporte.
Office for Low Emission Vehicles (OLEV)	Es una unidad conjunta entre el BEIS y el DFT que apoya el mercado de vehículos con reducidas emisiones (<i>Ultra low emission vehicles</i> , ULEVs)
Ofgem	Es el principal regulador de las redes de electricidad y gas. Su principal papel es proteger los intereses de los consumidores (incluyendo la reducción de las emisiones de GEI, garantizando la seguridad de suministro y regulando mercados competitivos en suministro de electricidad y gas. Ofgem es independiente del Gobierno, responsable ante el Parlamento y está regido por la Autoridad de los mercados de gas y de electricidad.
Competition and Markets Authority (CMA)	Es la principal autoridad de competencia y consumidores del Reino Unido. Es un departamento gubernamental independiente no ministerial que se encarga de llevar a cabo investigaciones de fusiones, mercados y de industria regulada, reforzando la Ley de competencia.
Nuclear Decommissioning Authority	Es un cuerpo público no departamental propietario de 17 emplazamientos nucleares civiles a lo largo de Reino Unido, así como de las responsabilidades y activos asociados.
Office for Nuclear Regulation	Es la autoridad regulatoria nuclear independiente y se encarga de regular la seguridad nuclear y la salud en los emplazamientos nucleares con licencia
National Grid plc	Es una multinacional de electricidad y gas británica, con actividades en el Reino Unido y en el noreste de los Estados Unidos.
National Grid Electricity Transmission	Posee y opera las redes de electricidad y parcialmente las interconexiones.
National Grid Gas plc	Posee y opera las redes de transporte desde las terminales hasta los consumidores de gas y parcialmente las interconexiones, conocida como National Transmission System (NTS)
National Grid Electricity system operator (NGESO)	De reciente creación (abril de 2019) se encarga de desempeñar un papel más proactivo en gestionar un sistema eléctrico cada vez más flexible.

Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019b).

1.4. Brexit

Antes de seguir y centrar el trabajo en la transición energética del país, conviene hacer una parada para mencionar el Brexit. Este término procede de la unión de "British Exit", y simboliza la decisión de la población

expresada en el referéndum del 26 de junio de 2016 de que el Reino Unido no permaneciera en la Unión Europea.

El Reino Unido, se incorporó en 1973 a la entonces Comunidad Europea (CE). Su pertenencia ha sido ampliamente debatida en el país, llegándose a celebrar un primer referéndum en 1975, en donde la gran mayoría votó a favor de la permanencia. Sin embargo, en el segundo referéndum, el de 2016, el resultado fue contrario a esta (por un 52 % frente al 48 % de quedarse).

El RU y la UE firmaron un pacto de salida en noviembre del 2018, pero los miembros del Parlamento británico lo rechazaron en tres ocasiones. Este pacto consistía en un acuerdo vinculante de retirada, que incluía cuestiones relacionadas con los derechos de los ciudadanos de la UE en el RU, los derechos de los ciudadanos británicos en la UE, el dinero que debería pagar el RU a la UE y la frontera irlandesa.

Si bien, la primera fecha para la salida era el 29 de marzo de 2019, esta se pospuso al 12 de abril del mismo año. La víspera, la entonces primera ministra, Theresa May, consiguió que la Unión Europea concediera un plazo adicional para dicha salida, con el fin de evitar que la misma se produjera sin un acuerdo por ambas partes. Este nuevo plazo finalizó el 31 de octubre de 2019.

El nuevo primer ministro, Boris Johnson, que había mostrado su intención de salir de la UE incluso sin un acuerdo, consiguió el voto a favor de la Ley de acuerdo de retirada. Sin embargo, en la segunda votación los parlamentarios rechazaron el calendario de tres días planteado por el primer ministro. Esto llevó a una nueva crisis del Brexit que se saldó con una nueva prórroga de la UE y una convocatoria de elecciones en Reino Unido el 12 de diciembre de 2019.

La mayoría absoluta que consiguió Boris Johnson en las elecciones de diciembre de 2019, llevó a que el día 20 de diciembre del mismo año se aprobara en el Parlamento (con 358 votos y 234 votos en contra) la Ley del Brexit y se vetara la extensión del periodo transitorio¹². Como consecuencia, la salida del Reino Unido de la UE se produjo el 31 de enero de 2020. No obstante, los once meses restantes de 2020 constituyen un periodo de transición, hasta el 31 de diciembre de 2020, para llevar a cabo las negociaciones necesarias que establecerán la nueva relación comercial que mantendrá el RU con la UE.

Durante estos meses y a pesar de que RU ya no es miembro de la UE, se mantiene la relación comercial entre ambos territorios y el RU sigue cumpliendo con la normativa comunitaria, aceptando las decisiones de la Corte europea de Justicia y contribuyendo al presupuesto de la UE. Además, durante este periodo, el RU puede mantener negociaciones con otros países como EE. UU o Australia para definir sus nuevas relaciones.

Además, de la relación comercial, hay otras cuestiones sobre las que se deben tomar decisiones como la aplicación de la Ley, el intercambio de datos y la seguridad; las normas de aviación; el acceso a las pesquerías; el suministro de electricidad y gas o las licencias y la regulación de los medicamentos. De igual manera, el país deberá diseñar e implementar nuevos sistemas como la forma en que manejará la inmigración una vez que la libertad de movimiento llegue a su fin.

Si llegado el final del periodo transitorio no hubiera acuerdo comercial, entrarían en vigor automáticamente los términos de la Organización Mundial del Comercio (OMC), lo que significa que la mayoría de las

¹² En principio, este periodo de negociaciones podía extenderse entre 12 y 24 meses, mientras duraran las mismas.

mercancías estarían sujetas a tarifas hasta que se lograra un acuerdo. Si en otros ámbitos no se llegara a los acuerdos correspondientes, se pasaría a actuar como si no los hubiera con lo que ello supone.

Ante lo exigente de las negociaciones, la UE considera poco factible alcanzar acuerdos en un periodo tan breve, por lo que el RU debería optar por ampliar el periodo transitorio, cuestión esta que, en las votaciones del Parlamento británico del 20 de diciembre, *a priori* quedó rechazada.

2. ANTECEDENTES

La Revolución industrial comenzó en el Reino Unido debido, entre otros, a que contaba con importantes recursos de carbón, pero fundamentalmente porque supo desarrollar las políticas que le permitieron contar con las condiciones técnicas, económicas y sociales que permitieron poner esos recursos en funcionamiento. De hecho, a finales del s. XVIII demostró, a diferencia de sus rivales, su capacidad de recaudar y gestionar correctamente impuestos, lo que le permitió desarrollar infraestructuras, en especial en el ámbito de la energía. El s. XIX fue acompañado del desarrollo del gas ciudad (producto derivado del carbón), que llevó a un aumento del consumo energético en la industria, la iluminación y la calefacción. Esto permitió mejorar la calidad de vida de una parte creciente de la población, así como la competitividad de la industria.

Con posterioridad y ya en el s. XX, el Reino Unido supo desplegar las políticas, incluida la exterior, necesarias para llevar a cabo una segunda revolución industrial basada en el petróleo, el gas y la electricidad. En este sentido, la fusión de la Royal Dutch y de la Shell Transport and Trading (del RU), la creación de la Anglo-Persian Oil Company (APOC, futura BP) que el Gobierno nacionalizó en 1914 para evitar su quiebra y que se convirtió en el suministrador de la Royal Navy; así como la preocupación durante la primera mitad del s. XX por garantizar el suministro de crudo de Oriente Próximo, pusieron de manifiesto la capacidad del país de poner la política al servicio de la energía.

En esta misma época y, a pesar de las grandes guerras y de las dificultades económicas del período entre ellas, se desarrolló la electricidad, que fue acompañada de la búsqueda de economías de escala¹³.

2.1. De la nacionalización a la privatización y liberalización del sector energético

Tras la Segunda Guerra Mundial, el Gobierno nacionalizó el sector energético. En concreto, en 1946, la Ley de nacionalización de la industria del carbón (Coal Industry Nationalisation Act), creó la National Coal Board (NBC) que asumió la propiedad de la mayoría de las minas de carbón del país, el 1 de enero de 1947 (Department of Energy and Climate Change, 2009).

De igual manera, se nacionalizó y reestructuró la industria gasista en 12 Juntas del gas, que agrupó a alrededor de 1.060 empresas privadas y municipales y un Consejo del Gas (*Gas Council*). Estas empresas y el Consejo se fusionaron mediante la Ley del gas de 1972 en el seno de la British Gas Corporation, que debía además poner en valor los yacimientos del Mar del Norte.

Por su parte, el desarrollo de la producción de hidrocarburos en el Mar del Norte condujo a las autoridades británicas a poner en marcha políticas públicas adaptadas a sus objetivos. La Ley Petroleum and Submarine Pipeline Act de 1975 creó la British National Oil Corporation (BNOC), que permitía al Gobierno tomar una participación en todos los campos de hidrocarburos desarrollados en la plataforma continental británica, con el fin de proceder a la puesta en valor de los yacimientos (Lescoeur, 2017). Otro ejemplo fue el de la política fiscal, que incitaba a los inversores a la exploración y explotación de hidrocarburos, pero que no subvencionaba a los consumidores domésticos.

En lo que a electricidad se refiere, en 1947 la Ley de electricidad (Electricity Act) nacionalizó y reorganizó la industria eléctrica, mediante la formación de 14 consejos de áreas (Area Boards), responsables de la

¹³ Por ejemplo, con la creación de la Central Electricity Generating Board (CEGB) por la Ley de (suministro de) electricidad de 1926 y la constitución de un dispositivo de despacho a nivel nacional en 1937.

distribución y de la British Electricity Authority¹⁴ para el transporte de la producción. En Escocia el mismo año se creó la North of Scotland Hydro Board y la South of Scotland Electricity en 1954.

En diciembre de 1979¹⁵, el ministro de energía anunció un programa de 15.000 MW nucleares, justificado principalmente por la necesidad de paliar el declive previsible de la producción de crudo del Mar del Norte. Más allá de la preocupación por la independencia energética, lo que en aquel momento interesaba al Gobierno era la competitividad del sector energético. Así, se desarrollaron medidas para mejorar la eficiencia de la industria energética, promocionar la competencia y la inversión en nuevas tecnologías, incluyendo otras medidas para la modernización de la industria hacia un menor consumo energético.

En 1983 se publicó la Ley de la Energía (*Energy Act*) que, con resultados limitados, buscaba una reforma de los sectores energéticos organizados bajo la forma de monopolio público verticalmente integrados.

En el caso del carbón, durante la crisis de los años ochenta, se planificaron cierres (en concreto en 1981), sin embargo, no fue hasta 1983 que el Gobierno pudo retomar el tema de manera organizada. Así, se modificaron las leyes que regulaban los sindicatos, se modificó la gestión del CEBG y del National Coal Board (NCB). La huelga de los mineros de 1984-1985 se caracterizó por su larga duración, así como por la determinación de los agentes y la violencia de las confrontaciones. En todo caso, el Gobierno consiguió garantizar el suministro continuo de electricidad gracias al cable Francia-Inglaterra (Lescoeur, 2017).

En 1985, se cerraron 23 minas y en 1987 la National Coal Board se transformó en la British Coal Corporation. En 1994, tras la Ley de la industria del carbón (Coal Industry Act), las actividades mineras se privatizaron a la vez que se creó la Coal Authority cuya actividad era conceder permisos de extracción. En los siguientes años, continuó la reducción de la producción hasta que en 1997 se privatizó por completo la actividad minera del carbón. La British Coal Corporation (BCC) se disolvió en 2004.

En el gas, la transformación fue más rápida y, en 1986, British Gas ya estaba privatizada. Mantenía su estructura verticalmente integrada, incluyendo desde producción e importación hasta transporte, almacenamiento y distribución y mantenía su monopolio sobre el 70 % del mercado de suministro de gas a consumidores finales. La regulación se basaba en un precio máximo (*price cap*), gestionado por un regulador independiente, Ofgas, que se suponía incitaría al monopolio a mejorar su eficacia y beneficiar así a sus clientes. Las autoridades de la competencia, la Monopoly and Merger Commission (MMC), debían velar por el correcto funcionamiento del mercado de contratos, con los que se aprovisionaban los grandes clientes. Hubo que esperar, sin embargo, hasta 1997 para que la MMC y Ofgas consiguieran dismantelar el monopolio en dos sociedades Centrica¹⁶ y BG Group¹⁷.

En lo que a electricidad se refiere, se concedió la autorización para que productores privados de electricidad vendieran directamente su producción a distribuidores, obteniendo un acceso a las redes de transporte gestionadas por el CEBG, que perdía así su condición de monopolio.

La reforma del sistema eléctrico, se debatió mucho, aunque finalmente, la Energy Act (Ley de la energía) se publicó en un plazo breve, en 1989. El nuevo mercado mayorista de electricidad entró en funcionamiento en

¹⁴ En 1957 se convirtió en la Central Electricity Generation Board, responsable del transporte y de la producción de Inglaterra y del país de Gales, donde las colectividades locales participaron de la industria eléctrica y gasista.

¹⁵ En mayo de 1979 Margaret Thatcher se convirtió en Primera Ministra del país.

¹⁶ Se encargaba de los clientes y contaba con campos de gas.

¹⁷ En el año 2000 se separó de las redes de gas, en beneficio de National Grid, para centrarse en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

abril de 1990 y las privatizaciones de doce distribuidores, dos compañías escocesas, dos productores, National Power y Powergen, se finalizaron para 1991.

Estos años se caracterizaron por la creciente relevancia que se concedió al medio ambiente y al cambio climático, la preocupación por precios asequibles (*affordable*) de la energía eliminando subvenciones cruzadas entre tipos de consumidores, así como la puesta en marcha de las primeras iniciativas de eficiencia energética (mediante obligaciones impuestas a los suministradores de electricidad y gas [*Energy Saving Trust* para el gas y *Standard of Performance en electricidad*]), que si bien resultaron de eficacia limitada, marcaron un punto de partida para los siguientes Gobiernos.

La década de los noventa, vino acompañada de precios reducidos de la energía, salvo durante la primera guerra del Golfo; RU salía del Sistema monetario europeo en 1992, en el momento de la firma del tratado de Maastricht, y la Unión Europea empezaba a interesarse por los temas de la energía y la liberalización de los mercados de electricidad y gas (diez años después del Reino Unido).

Tras la dimisión forzada de Margaret Thatcher y las elecciones de 1992, el sistema energético siguió evolucionando bajo el efecto de las reformas de los años precedentes.

De esta manera, tras la privatización de las empresas a finales de los ochenta, se inició un período de adquisiciones y fusiones de compañías que no concluyó hasta la primera década del nuevo siglo. La creciente penetración del gas, como consecuencia del desarrollo de ciclos combinados, generalmente de la mano de nuevos agentes, acompañó a la continuada reducción del papel del carbón en el país, y a un sector de generación cada vez menos concentrado. La pérdida de las elecciones del partido Conservador y Unionista en 1997, no planteó críticas a los principios de la reforma de la energía, aunque sí a las formas (como, por ejemplo, privatizaciones juzgadas como demasiado favorables a los nuevos accionistas). Como consecuencia, se procedió a la reforma del mercado de la electricidad, que terminó en 2001.

La apertura completa de los mercados de electricidad y gas se realizó en 1998-1999, comenzando con el gas, dado que Centrica, que se había quedado con la marca comercial de British Gas y que se dedicaba al suministro, ocupaba una posición dominante, lo que llevó a las protestas de otros agentes. El Gobierno británico consideraba que la defensa del consumidor pasaba necesariamente por el desarrollo de la competencia.

Así, durante la década de los noventa, las condiciones del entorno (mercados bien suministrados, elevado grado de autoabastecimiento energético, objetivos medioambientales cumplidos sin demasiado esfuerzo por la sustitución del carbón por gas) llevaron a una reducida necesidad de nuevas políticas, a pesar de que el regulador promovió insistentemente la competencia y la completa liberalización del mercado (Keay & Robinson, 2017a).

En el año 2000 se publicó la Ley de compañías eléctricas (*Utilities Act*), que redefinió el papel del regulador Ofgem, con competencias en gas y electricidad. Se añadían a su misión principal la minimización de costes para el consumidor y la coordinación con el organismo público de defensa del consumidor, el Energy Watch, que se creó como consecuencia.

La preocupación del nuevo Gobierno por el medio ambiente se vio en el compromiso del Reino Unido en el cumplimiento de Kyoto, así como en la sustitución del Nuclear Levy por el Climate Change Levy (impuesto sobre el cambio climático). Por su parte, de la Ley de 2000 de compañías eléctricas se sustituyó la obligación de contar con suministro nuclear por suministrarse con energías renovables, asociando el cumplimiento a certificados verdes intercambiables, certificación de obligación de renovables (*Renewable Obligation Certificates*, ROCs).

2.2. Los retos del S. XXI: seguridad de suministro y descarbonización

Así, el Reino Unido terminó el s. XX con un sector energético, que podría decirse había sido exitoso en sus reformas y planteamientos. Sin embargo, recién estrenado el s. XXI, la quiebra de ENRON (en EE. UU) y de algunos otros operadores de menor tamaño, el aumento de los precios del petróleo (desde los 9 US\$ en 1998 a los 33 US\$ en 2003), que empujaron al alza los del gas en el único mercado *spot* europeo de la época, pero no así los del carbón y una reducción de los precios de la electricidad en el mercado mayorista del país, puso en serias dificultades a los generadores que no se habían integrado verticalmente como British Energy, que finalmente quebró y tuvo que pedir ayuda al Gobierno (Lescoeur, 2017).

A pesar de la reticencia habitual del partido laborista, el Gobierno realizó una reflexión sobre el futuro de la energía nuclear, de la que se recogen algunos párrafos en el Libro Blanco de 2003. En dicho momento, no parecía que la solución fuera la energía nuclear, sino el gas y los ciclos combinados, si se consideraba el precio y su utilidad como complemento de las energías renovables.

A partir de 2003, la situación cambió, los precios del crudo siguieron aumentando, junto con los del gas y la electricidad. British Energy se recuperó y el Gobierno se encontró como principal accionista de una empresa cuyo valor seguía creciendo en Bolsa. En 2004, el Reino Unido se convirtió en importador neto de gas y en importador neto de energía de manera estructural en 2005. La producción de gas del Mar del Norte cayó, y en 2006 con ocasión de la cumbre franco-británica, el Reino Unido anunció la construcción de centrales nucleares para sustituir sus reactores refrigerados por gas avanzado (AGR). Las perspectivas de la industria nuclear mejoraron en todo el mundo.

En este contexto se reorganizaron las actividades de British Nuclear Fuels (BNFL), con la creación de la National Decommissioning Agency y se volvió a poner sobre la mesa la cuestión de la seguridad de suministro, en un momento en que el Gobierno se comprometía en Oriente Próximo para garantizar la seguridad.

Posteriormente, se introdujo el impuesto sobre el cambio climático y las obligaciones de renovables (*renewable obligations*). Además, se obligó a los suministradores de energía a emprender acciones de eficiencia energética (*energy efficiency commitment*), un mecanismo que fue mejorando y que se preocupaba por el rendimiento energético de las viviendas (obligatorio desde 2007 y en especial, desde 2008), para los consumidores vulnerables. Además, empezó a participar en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea y aceptó un primer compromiso de desarrollo de renovables en energía final para 2020 del 15 %, cifra muy ambiciosa si se tiene en cuenta el punto de partida (apenas un 1,3 % en 2005).

La norma más relevante de este periodo fue la Ley de cambio climático (Climate Change Act) de 2008 por la que el país se comprometió a reducir sus emisiones de GEI un 80 % en 2050 respecto a las emisiones de 1990, que fue aprobada con una rotunda mayoría.

Esta Ley acompañaba a los compromisos 20/20/20 que adoptó en 2007 el país a nivel comunitario y que establecieron un importante objetivo en materia de penetración de renovables. Este objetivo suponía un enfrentamiento con el regulador, que había argumentado que estas energías eran una forma costosa de asegurar la reducción de las emisiones de GEI y que la inversión adicional en transporte de electricidad no podía justificarse como beneficio para los consumidores. Para evitar el enfrentamiento, el Gobierno decidió cambiar las obligaciones del regulador y estableció que su objetivo era proteger los intereses de los

consumidores en términos de seguridad de suministro y de reducción de las emisiones de GEI (Keay & Robinson, 2017a)¹⁸.

En 2011, tras el fin de 13 años de Gobierno laborista, el nuevo Gobierno estableció un precio mínimo del carbono (*Carbon Price Floor*), que partiendo de las 16 £/tonelada en 2013 debía aumentar progresivamente hasta las 70 £ en 2030.

En 2013 se promulgó una nueva Ley de la energía que recogía los mecanismos para la reforma del mercado eléctrico, entre otros, con el fin de avanzar en la reducción de emisiones de GEI. No obstante, permanecía la preocupación del coste de la energía para el consumidor final. Por ello, el Reino Unido cuenta con un marco de control de los impuestos (*Levy Control Framework*), que obliga al Ministerio de la energía a medir el coste de apoyo a las renovables y a realizar previsiones, con tal de respetar un volumen determinado. En este sentido, cuenta con un equivalente al Tribunal de Cuentas (*National Audit Office*), que en 2016 estimaba este coste en 8.700 millones de libras para 2020-2021, es decir, unas 110 libras por cliente, para un objetivo de 7.600 millones, por lo que el ministerio deberá presentar medidas correctivas.

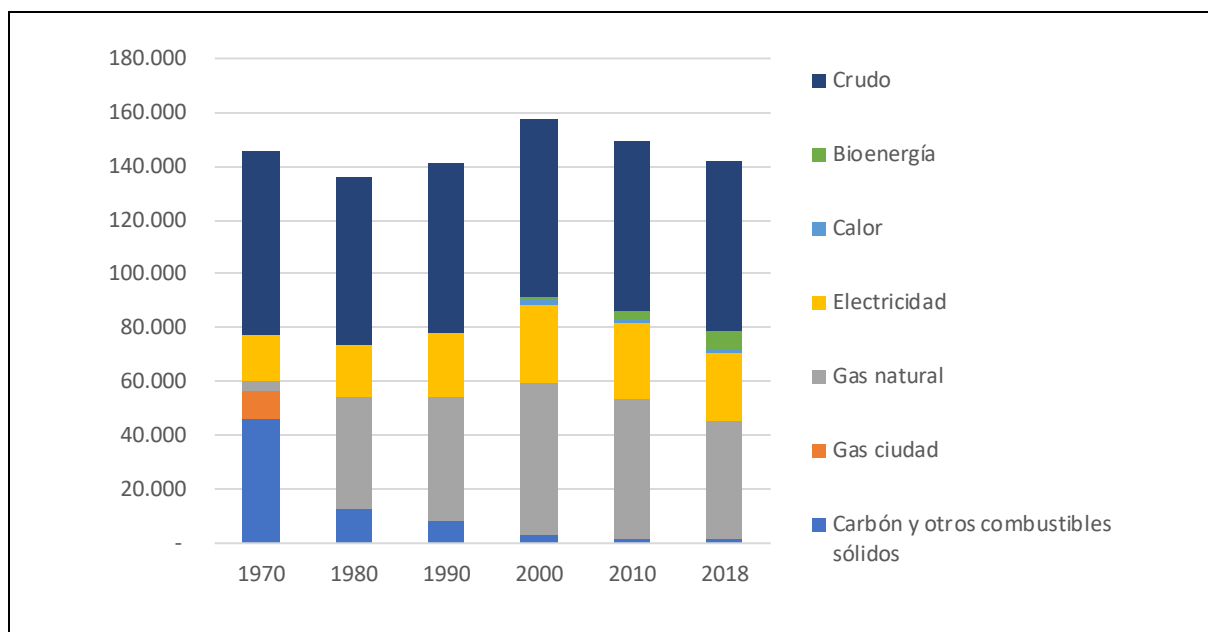
Los siguientes Gobiernos mantuvieron el énfasis en la energía nuclear para la lucha contra el cambio climático. A diferencia de lo que sucedió en el continente, el accidente de Fukushima no perturbó los planes de inversión en nuclear. Además, adoptó una política pragmática sobre el gas de esquisto. Tras una moratoria temporal sobre el uso de la fractura hidráulica durante la que se sucedieron diversos debates, en 2015, la Ley de infraestructura (*Infrastructure Act*) definió las condiciones para su desarrollo desde el plano legal, fiscal y técnico. Las primeras operaciones autorizadas se produjeron en 2016 a pesar de la oposición de algunas colectividades locales.

El mismo año, la primera decisión significativa en el ámbito energético de la nueva Primera Ministra Theresa May se refirió a la política nuclear del país, reforzando la dimensión de seguridad nacional, en línea con la primera orientación del primer Gobierno de Margaret Thatcher en 1979, sobre el programa nuclear.

Con ello, se puede concluir que las cuestiones relativas a la seguridad de suministro y de independencia energética han sido y siguen siendo elementos relevantes para las decisiones en materia de energía de los sucesivos Gobiernos.

Con todo lo anterior, en los últimos 40 años, el país ha sido capaz de reformar el sector energético, renunciando al carbón doméstico y aprovechando los recursos naturales de gas y petróleo del Mar del Norte. De hecho, ha transformado su sistema eléctrico, con una filial nuclear fiable y avanzada hacia una economía menos intensiva en carbono. Todo ello se ha realizado a un coste comparativamente inferior al de otros sistemas europeos (Lescoeur, 2017).

¹⁸ En el Reino Unido, la responsabilidad original del regulador era garantizar la competencia y la eficiencia económica en la medida en que se considera que esto era esencial para los consumidores y sobre la base de que los inversores toman decisiones eficientes. Con posterioridad, se planteó que Ofgem asumiera nuevas responsabilidades relacionadas con la descarbonización y la protección del consumidor, aun cuando esto no estuviera entre sus funciones originales. Recientemente, parece que se ha vuelto a cambiar las obligaciones del regulador, es decir, la protección de los intereses de los consumidores: la seguridad de suministro y la reducción de las emisiones de GEI (Keay & Robinson, 2017a).

Gráfico 1. Consumo final de energía entre 1970 y 2018

Nota: a principios de los años 50, aproximadamente el 77 % del consumo de energía final era carbón, el 9 % gas ciudad, otro 9 % derivados del petróleo y alrededor del 5 % restante electricidad. Una década más tarde, el peso del carbón y otros combustibles fósiles era el 61 %, el gas ciudad el 9 %, el crudo y sus derivados el 23 % y el casi 7 % restante electricidad (Department of Energy and Climate Change, 2009).

Fuente: elaboración propia a partir de (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019a).

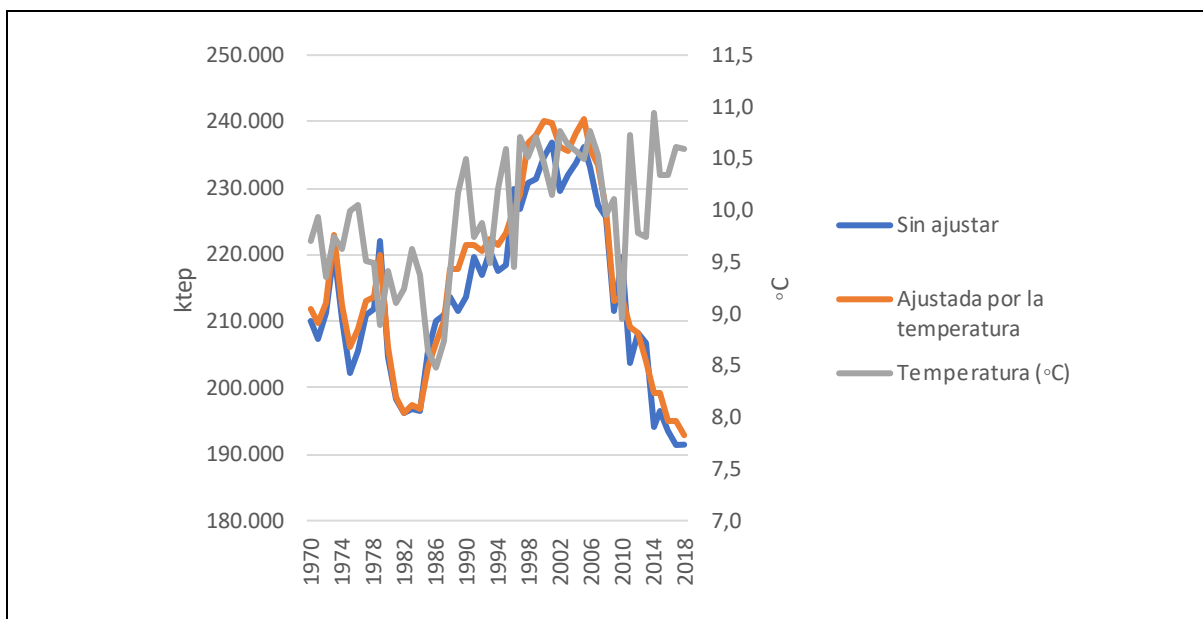
3. MIX ENERGÉTICO

En este apartado se va a presentar la evolución y actual situación energética del país, primero en términos de energía primaria y a continuación en términos de energía final.

3.1. Energía primaria

El consumo de energía primaria en Reino Unido ha variado en el tiempo, con unos periodos de continuo aumento (entre 1982 y 2005) y desde entonces se ha reducido de manera paulatina. En 2018, el nivel de consumo de energía primaria fue el menor de todo el periodo considerado. De hecho, desde el máximo en 2005, el consumo de energía primaria se ha reducido un 19 %, y es un 10,5 % menor que el del año 1990.

Gráfico 2. Evolución del consumo de energía primaria

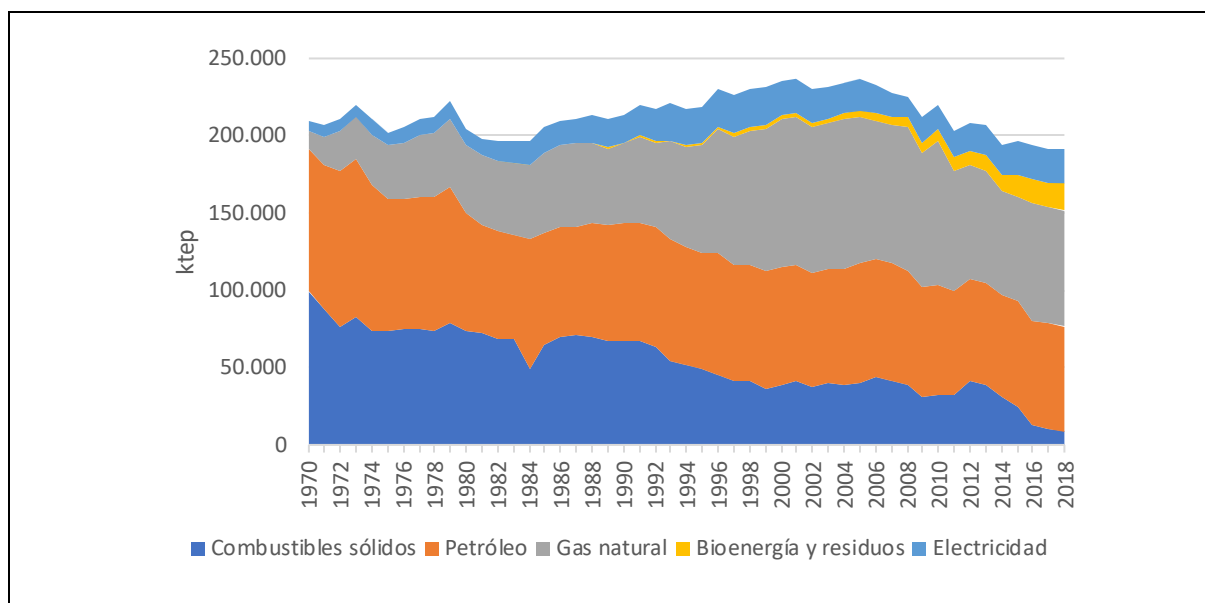


Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019n).

Por fuente de energía, los combustibles sólidos, entre los que se encuentran el carbón y similares, se han reducido a lo largo del período, y muy especialmente desde 2013. De hecho, es la fuente de energía que mayor reducción ha sufrido (91 %), seguida del petróleo (25,9 %). Por el contrario, el gas natural ha aumentado, habiendo sustituido usos de los combustibles anteriores (563 %) así como los recursos renovables (ya sea en calefacción¹⁹ como en electricidad; 25,79 % y 198,3 % respectivamente).

Si bien, el empleo de renovables en energía primaria es todavía reducido, supone el 20,6 % del consumo de energía primaria, el aumento ha sido considerable y la sustitución del carbón y del petróleo, por gas primero y renovables después, ha tenido su impacto.

¹⁹ En este caso, se dispone de datos desde 1989.

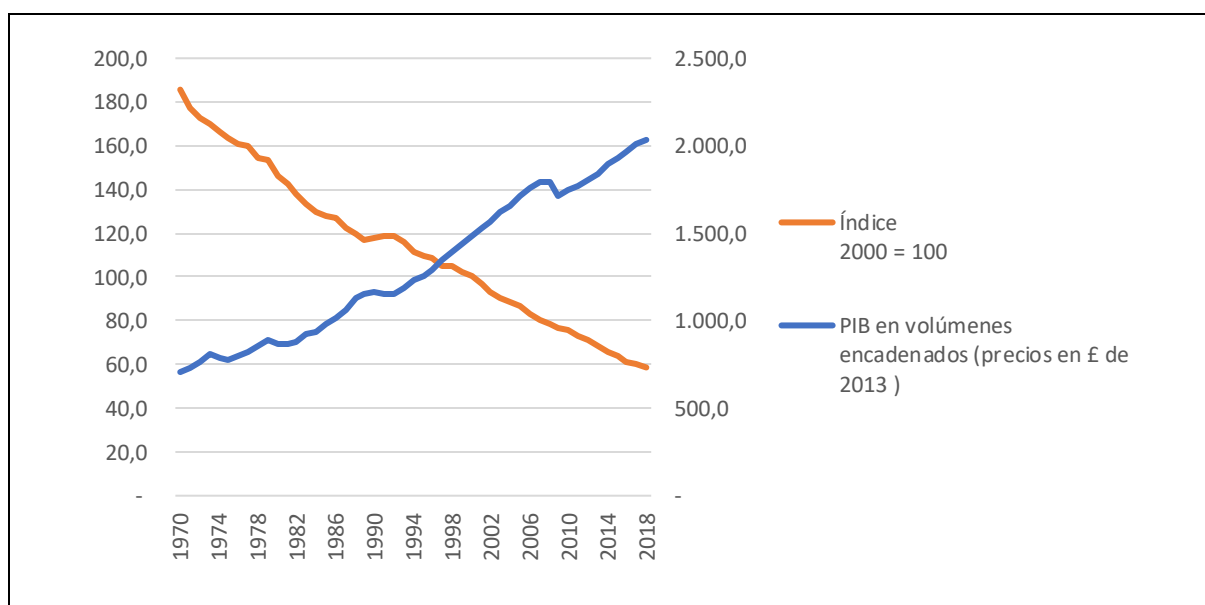
Gráfico 3. Consumo de energía primaria por fuente

Nota: la electricidad como energía primaria incluye las fuentes renovables empleadas en generar electricidad (hidráulica, eólica, etc.), no incluye los combustibles fósiles empleados en la misma, que se recogen en sus respectivos apartados.

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019n).

De igual manera se considera que la mejora de la eficiencia energética tanto en los procesos de generación como posteriormente en los de consumo, ha permitido reducir el consumo de energía primaria.

Esta mejora ha sido muy relevante en el caso de la iluminación doméstica y los electrodomésticos, como en cocina y agua caliente sanitaria más recientemente. La evolución en la industria ha sido ligeramente creciente, pero en pequeña medida y la situación en el transporte apenas se ha visto modificada (GOV.UK, 2019o). Así, como se puede observar en el siguiente gráfico, se ha producido un desacoplamiento del consumo energético de la evolución de la economía.

Gráfico 4. Evolución del índice de eficiencia energética en energía primaria

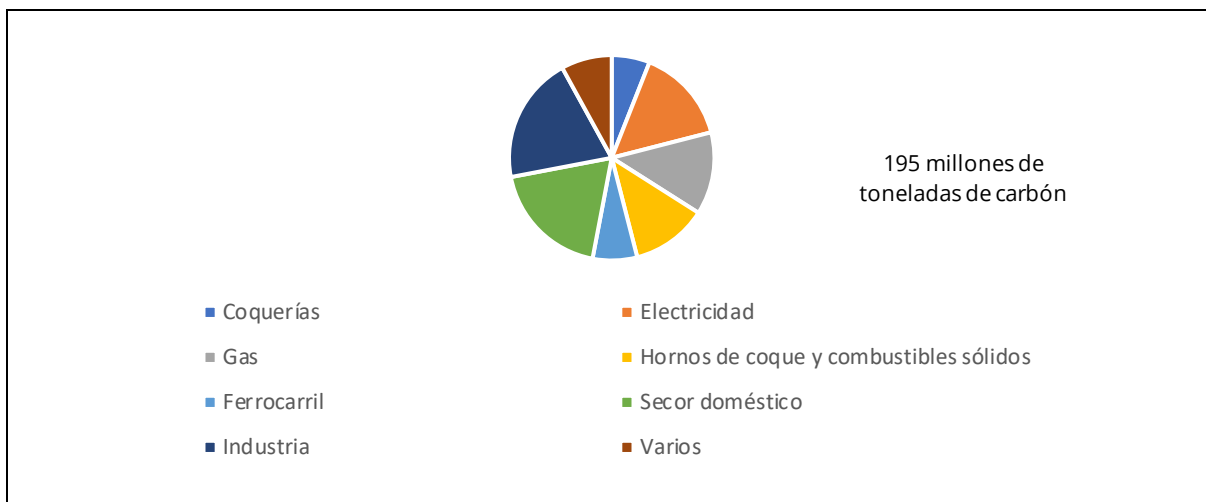
Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019i).

3.1.1. Carbón

Tal y como ya se ha señalado, el carbón fue uno de los principales motores del desarrollo industrial del Reino Unido, pero en los años 80, su reducida competitividad llevó a un proceso de cierre de las minas y a la eliminación del mismo del *mix* energético, tanto en electricidad como en consumo directo.

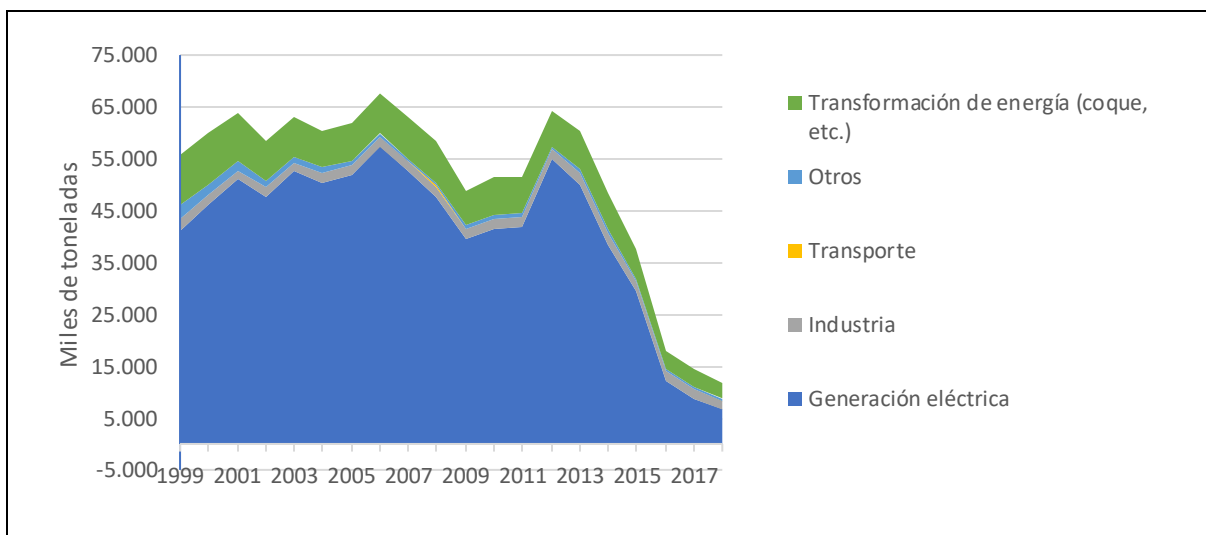
El carbón tenía diferentes usos. De hecho, hasta mediados del s. XX, se empleaba en la industria, en el ferrocarril, en la producción de gas y en la calefacción de los hogares. Sin embargo, conforme fue aumentando la electrificación de la calefacción, la cocina y el ferrocarril, el papel del carbón se ha estrechado a la generación eléctrica. Así, en 1940, la generación eléctrica supuso el 12 % del consumo de carbón en Reino Unido mientras que en 2017 este porcentaje ascendía al 60 % (Ritchie, 2019).

Gráfico 5. Consumo de carbón por sector en 1948



Fuente: (Department of Energy and Climate Change, 2009).

Gráfico 6. Evolución del consumo de carbón

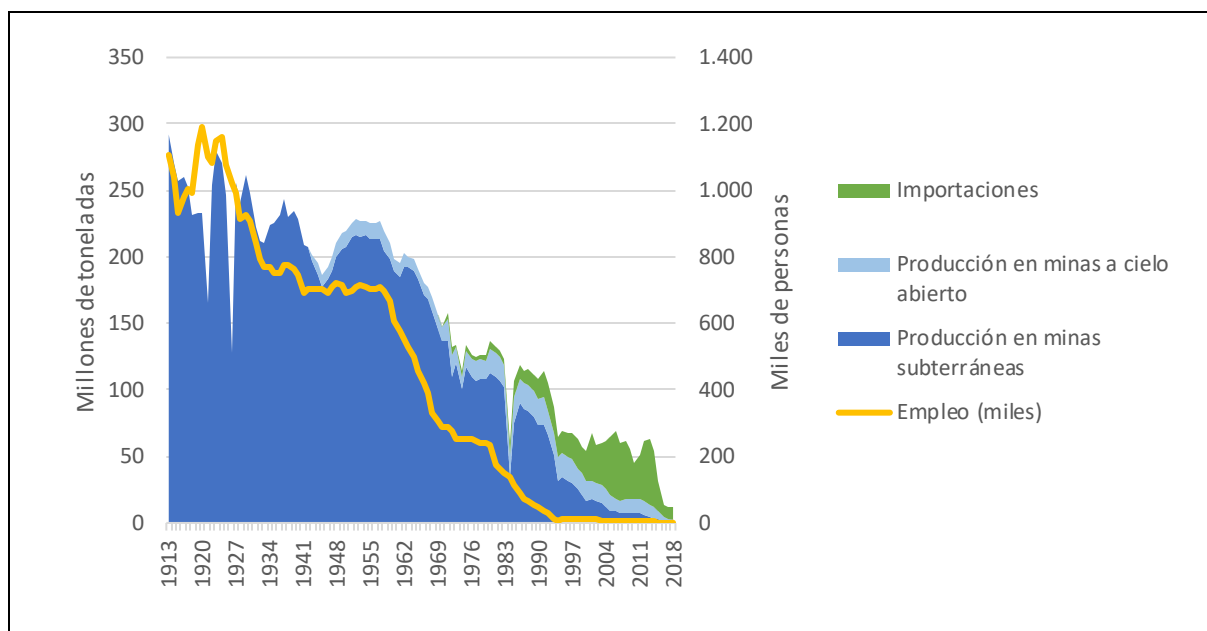


Fuente: elaboración propia a partir de (BEIS, 2019a).

En Reino Unido, hasta los años cuarenta, la minería a cielo abierto era prácticamente inexistente. Sin embargo, en los años sesenta se produjo el inicio del declive de la minería subterránea hasta el cierre definitivo de la última mina subterránea en 2015 (Kellingley colliery). La producción en minas a cielo abierto se ha encontrado en el entorno de los tres-cuatro millones de toneladas en los últimos años (Ritchie, 2019).

La caída de la producción de carbón autóctono ha ido acompañada de una reducción en el empleo en el sector energético, que se espera se hayan compensado con los creados en la industria de renovables y en la I+D (Staffell, Jansen, Chase, Lewis, & Cotton, 2018).

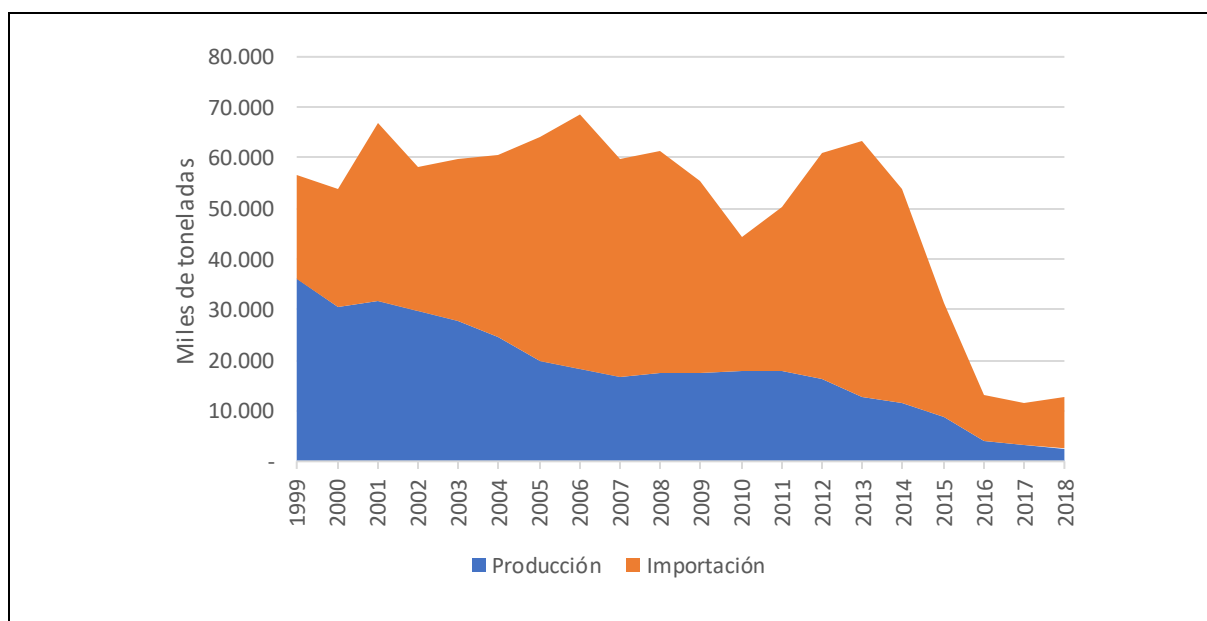
Gráfico 7. Evolución histórica de la producción de carbón en RU, importaciones y del empleo asociado a la producción autóctona



Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019j).

La reducida producción actual de carbón en minas propias se ha completado con la importación de carbón del exterior. En todo caso, como el consumo final ha caído, también lo ha hecho la importación de carbón.

Gráfico 8. Detalle de la producción e importación de carbón en Reino Unido desde 1999



Fuente: elaboración propia a partir de (BEIS, 2019a).

La reducción de la demanda de carbón se debió entre otros al desarrollo de la producción de gas, a la evolución de los precios y al surgimiento de nuevas tecnologías como los ciclos combinados de gas. No obstante, y si bien la caída del uso del carbón supuso un impacto positivo en términos medioambientales y, en particular, de emisiones de GEI, ha llevado consigo una pérdida de puestos de trabajo, en un sector que llegó a emplear 1,12 millones de personas (en 1920).

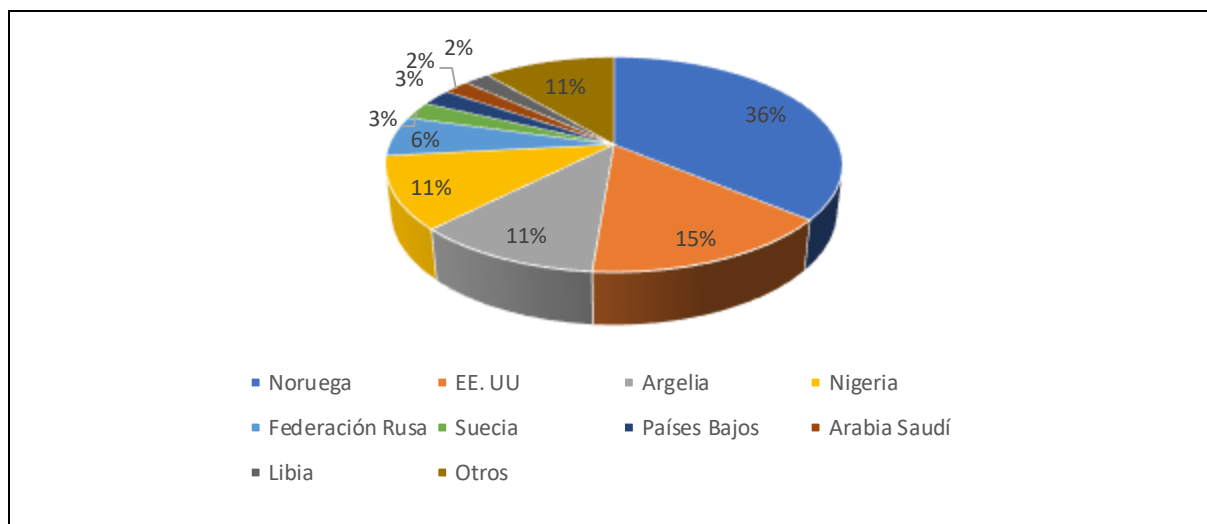
En 2017, el carbón supuso el 5 % del consumo de energía primaria y el Gobierno tiene planes de reducir el uso de carbón de manera progresiva hasta que, en 2025, se deje de consumir por completo (Ritchie, 2019). De hecho, existe un compromiso del Gobierno de proceder al cierre de las últimas centrales de carbón a más tardar en 2025 (Vaughan, 2019)²⁰.

3.1.2. Petróleo

La producción de petróleo *offshore*, promovida entre otros por la Petroleum and Submarine Pipeline Act, comenzó en 1975 y se desarrolló rápidamente para poner fin a la dependencia del Reino Unido de las importaciones de petróleo desde Oriente Medio. Este territorio había sido el centro de la política extranjera del país, en particular en 1953 (Irán), en 1956 (Egipto) y en 1971 (Libia) (Lescoeur, 2017).

Además, con el tiempo, el origen de las importaciones se fue diversificando como se observa en el siguiente gráfico. Así, en 2018, más del 56,4 % de las importaciones procedían de países OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) y menos del 30 % provenían de países de Oriente Próximo. El 29 % de las importaciones procedían de países de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo).

Gráfico 9. Principales orígenes del crudo importado por Reino Unido en 2018



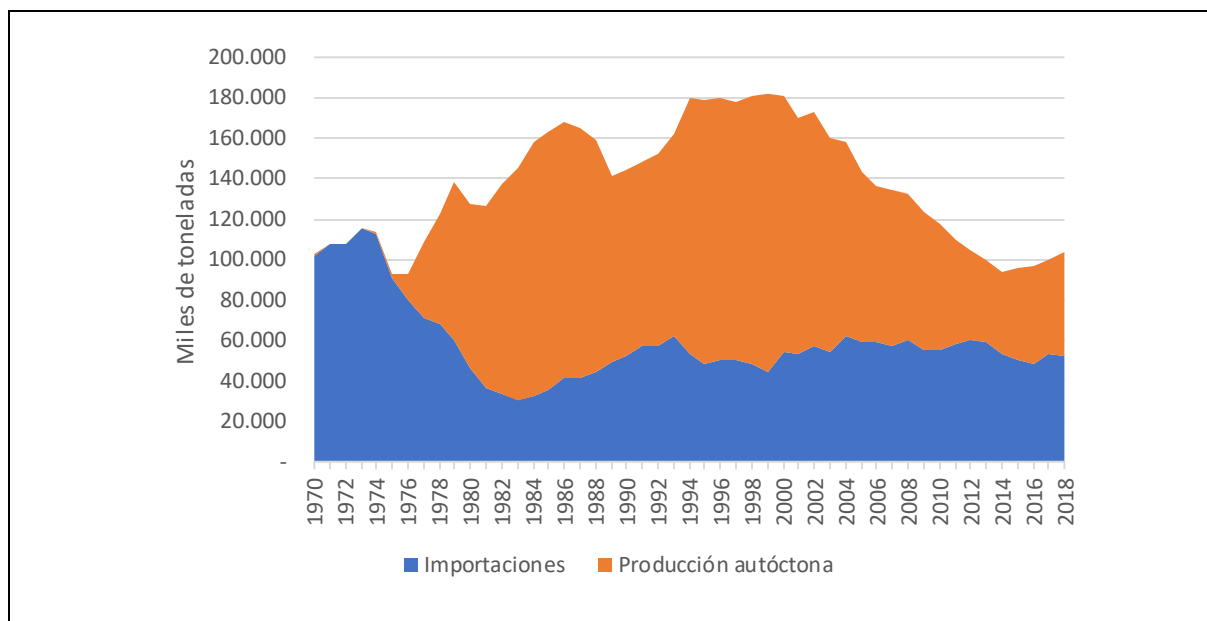
Fuente: elaboración propia a partir de (BEIS, 2019e).

Como resultado de la producción propia, el Reino Unido se convirtió en uno de los pocos países de Europa autosuficiente en petróleo durante alrededor de 25 años, tras la primera crisis del petróleo. El nivel máximo de producción lo alcanzó en 1990 (con 2,9 millones de barriles/día), seguido de un periodo de reducción a

²⁰ En abril de 2020, durante la epidemia debida al coronavirus, COVID-19, el uso del carbón en generación eléctrica fue nulo (Cockburn, 2020).

una tasa de alrededor de un 6 % anual. Si bien desde 2014 se observa un ligero repunte de la producción, parece inevitable el declive de la misma a futuro (IEA, 2019b)²¹.

Gráfico 10. Producción e importación de crudo en Reino Unido



Fuente: elaboración propia a partir de (BEIS, 2019e).

La mayor parte de la producción propia de crudo procede de campos *offshore*, principalmente en el Mar del Norte. Con el fin de optimizar el nivel de producción, el Reino Unido creó la Oil and Gas Authority (OGA), que en 2016 puso en marcha una estrategia para maximizar el valor económico de la recuperación de crudo de la plataforma continental del país, mediante un sistema de monitorización. Además, el Gobierno ha elaborado diferentes paquetes de medidas de apoyo fiscal y de fondos, entre ellos la eliminación del impuesto sobre el ingreso del crudo, con el fin de atraer más inversión en *upstream*.

En 2016, Nexen fue el principal operador de campos de crudo en Reino Unido, en términos de producción, operando en nueve campos que produjeron alrededor de 235.000 barriles diarios. Dicho año, la producción de sus campos supuso alrededor del 24 % de la producción total británica. Nexen es una compañía filial de la China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) (EIA, 2018). La siguiente tabla recoge la producción de los principales campos de extracción de 2019.

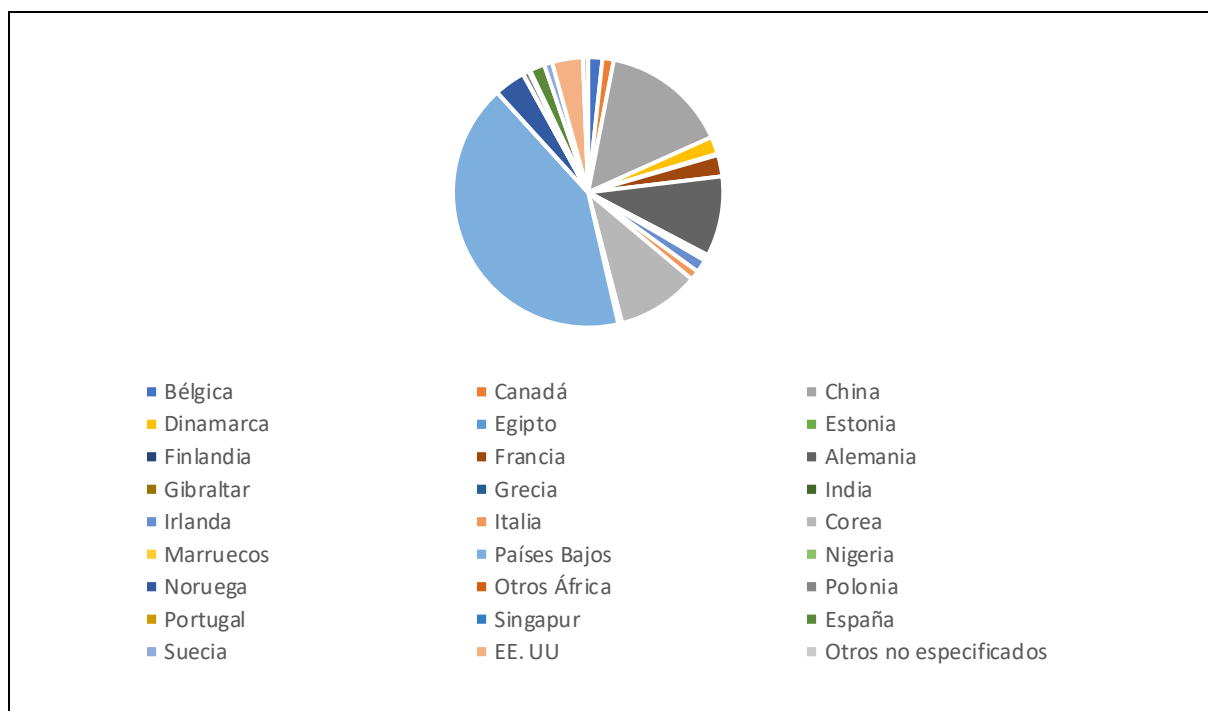
²¹ Muchos de los campos iniciales descubiertos en los años 70, como Brent y Forties, están en su fase final. Sin embargo, a principios de 2005, se descubrieron 27 nuevos campos, incluido Buzzard, que comenzó la producción en 2007 (Department of Energy and Climate Change, 2009).

Tabla 7. Producción de crudo a 15 de septiembre de 2019 (miles de barriles/día)

Campo	Producción	Campo	Producción
Buzzard	87	Cygnus	43
Schiehall	72	Catcher	41
Elgin	65	Kraken	34
Culzeau	62	Rhum	30
Franklin	61	Golden Eagle	30
Total		525	

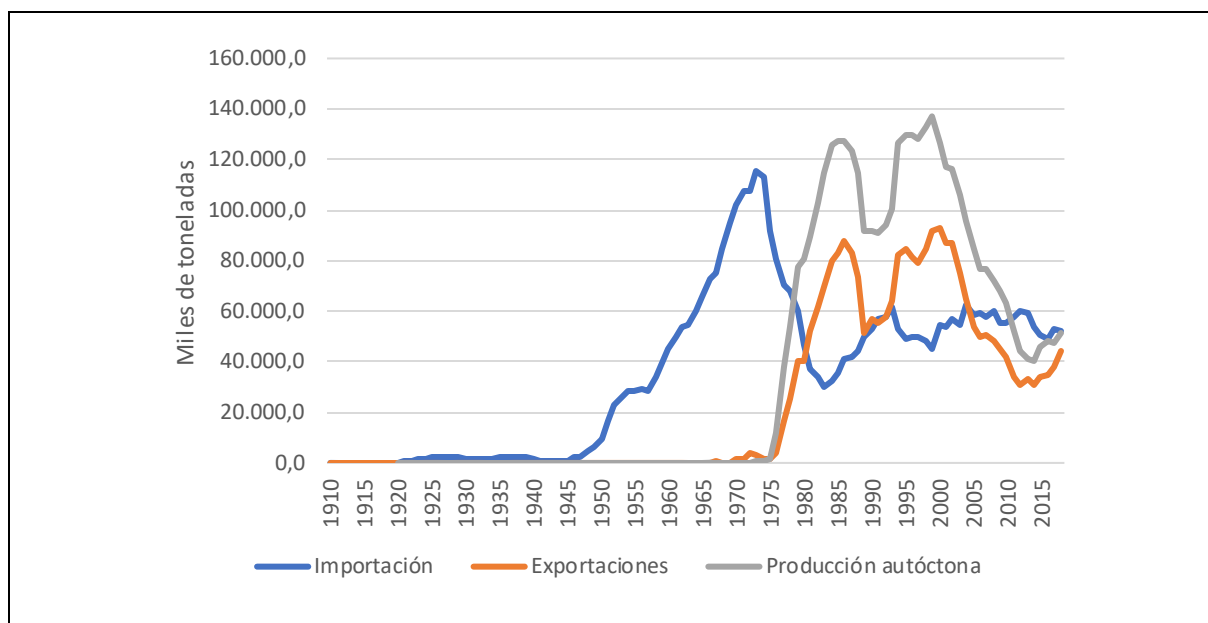
Fuente: elaboración propia a partir de (OGA, 2019).

De hecho, también se convirtió en exportador de crudo. Como puede observarse en el siguiente gráfico el destino de las exportaciones de crudo del Reino Unido están diversificadas. A pesar de ello, cuatro países agrupan el 77 % de las exportaciones (Países Bajos, China, Alemania y Corea).

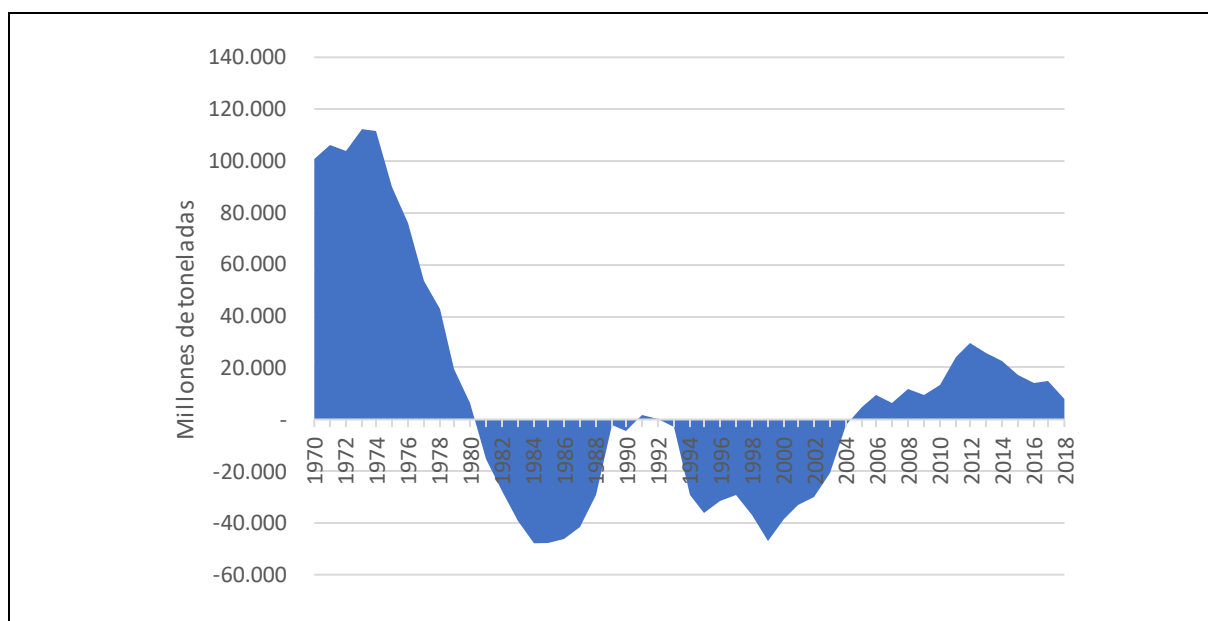
Gráfico 11. Principales destinos del crudo exportado por Reino Unido en 2018

Fuente: elaboración propia a partir de (BEIS, 2019d).

Durante el periodo comprendido entre 1980 y 2005 mantuvo un saldo exportador como puede verse en la siguiente figura, salvo durante el periodo que duró el conflicto del Golfo a principios de los años noventa. Desde 2005, Reino Unido, es un importador neto de crudo.

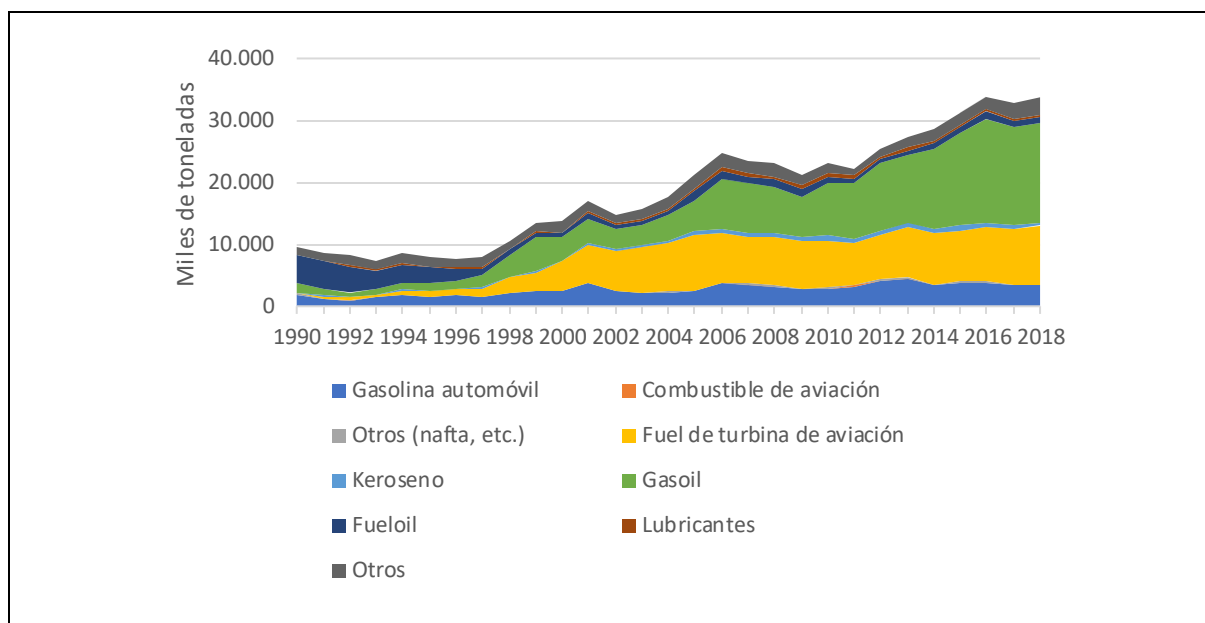
Gráfico 12. Evolución de las importaciones, exportaciones y producción propia de crudo en Reino Unido

Fuente: elaboración propia a partir de (BEIS, 2019b).

Gráfico 13. Saldo IMP-EXP de crudo en Reino Unido

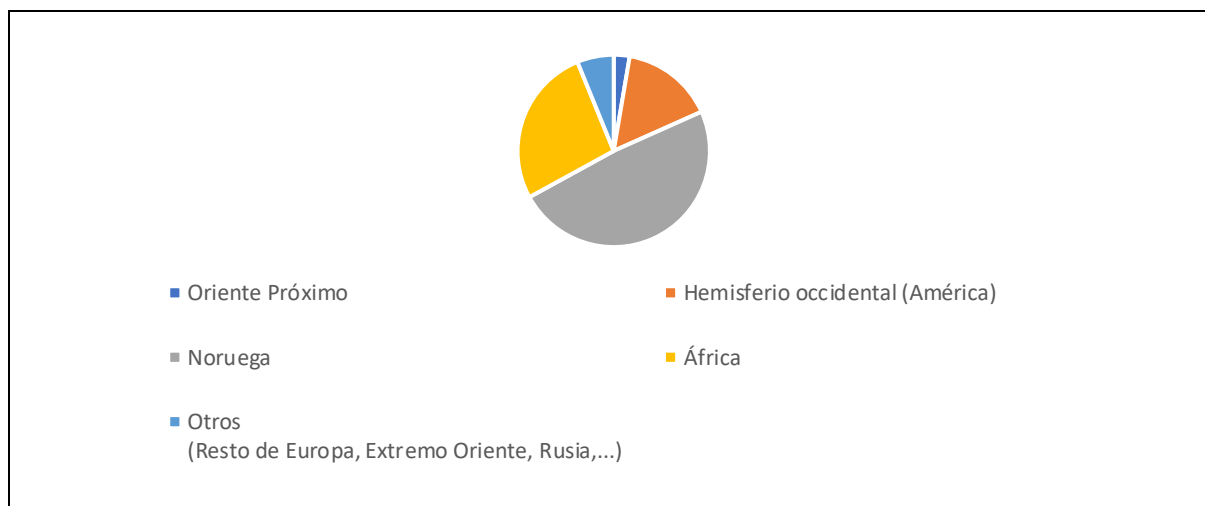
Fuente: elaboración propia a partir de (BEIS, 2019e).

Como consecuencia de la caída de la producción propia de crudo, en 2013, Reino Unido se convertía también en importador neto de derivados del petróleo. En el siguiente gráfico se presentan los principales derivados del petróleo que importa Reino Unido, donde se observa el aumento del peso del gasoil y del combustible de aviación desde inicios del s. XXI.

Gráfico 14. Evolución de la importación de derivados del petróleo

Fuente: elaboración propia a partir de (BEIS, 2019c).

En el siguiente gráfico se muestra el principal origen de las importaciones de derivados del petróleo, que como puede observarse se concentran en Noruega (49 %), seguido de África (27 %) y de América (con un 16 %).

Gráfico 15. Origen de las importaciones de derivados del petróleo (2018)

Fuente: elaboración propia a partir de (BEIS, 2019c).

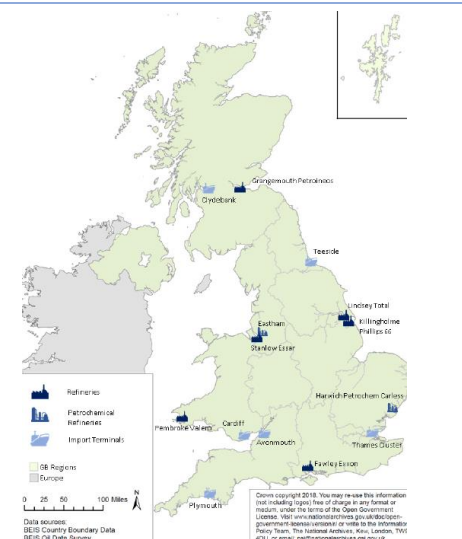
A finales de 2018, el Reino Unido contaba con seis refinerías²² y dos petroquímicas. En 2017, la producción bruta de las refinerías británicas ascendió a 60 millones de toneladas (frente a los 82 millones de toneladas

²² En 1975 contaba con 19 refinerías, 8 en 2011 y 7 en 2014 (Statista, 2019).

en el año 2007). Esta caída, entre otros, se ha debido al cierre de la refinería de Coryton en 2012 y de la refinería de Milford Haven en 2014, así como a reducciones de capacidad de refino. Alrededor del 32 % de la producción de las refinerías británicas es gasoil y el 31 % gasolinas.

Tabla 8. Refinerías en Reino Unido a finales de 2018

Refinería	Destilación atmosférica	Transformación	Cracking y conversión
Fawley Exxon	13,3	4,4	5,0
Stanlow Essar	9,8	1,5	4,0
Pembroke Valero	10,9	2,1	6,3
Grangemouth Petrolneos	10,2	1,9	3,5
Killingholme Phillips 66	11,9	2,6	10,7
Lindley Tota	5,0	0,7	3,8
Refinería petroquímica			
Harwich Petrochem Carless	< 1,0	-	-
Eastham refinery	1,2	-	-
Total	62,3	13,2	33,3



Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019g).

Las refinerías se localizan en la costa y están conectadas mediante oleoductos para la distribución de los productos. Reino Unido cuenta con una red extensa de oleoductos (alrededor de 4.800 km) que acercan el crudo extraído en las plataformas del Mar del Norte a las terminales costeras en Escocia y Norte de Inglaterra. La red incluye seis grandes oleoductos y otros muchos de menor tamaño {{1208 EIA 2018}}.

Esta red de oleoductos pertenece en la actualidad a inversores privados que la gestionan, si bien, cualquier expedidor cualificado puede acceder a los mismos. Alrededor de la mitad de los oleoductos pertenecían al Government Pipeline and Storage System (GPSS). En marzo de 2015, GPSS vendió su parte de la red a CLH Pipeline System (CLH-PS) Ltd, compañía de origen español. CLH-PS suministra además el 35 % de la demanda de combustible de aviación en el país (i.e. en Heathrow, Gatwick, Stansted y Manchester entre otros) (IEA, 2019b).

Tabla 9. Principales oleoductos del Reino Unido

Instalación	Estatus	Capacidad (millón b/d)	Longitud (millas)	Origen	Destino	Detalles
Norpipe	En operación	0,8	220	Campos en el área de Ekofisk (Noruega) con un ramal en los campos de RU	Terminal de crudo de Teesside, Inglaterra, y refinería	Inicio de operaciones en 1975; operada por ConocoPhillips
Piper-Flotta	En operación	0,4	130	Piper, Claymore, Golden Eagle and other nearby fields	Terminal Flotta oil, Orkney Islands, Escocia	Inicio de operaciones en 1976; operada por Repsol Sinopec Resources
Brent Pipeline System (BPS)	En operación	0,1	95	Plataforma Cormorant	Terminal Sullom Voe	Inicio de operaciones en 1978; operada por TAQA
Ninian Pipeline System	En operación	0,9	109	Campos del área de Ninia	Terminal Sullom Voe	Inicio de operaciones en 1978; operada por EnQuest que adquirió una participación en el gasoducto y en la operadora de BP en 2017
Forties Pipeline System (FPS)	En operación	0,6	235	Campos del área de Forties	Terminal de exportación de crudo Hound Point y la refinería de Grangemouth y el complejo petroquímico	Inicio de operaciones en 1975; operada por Ineos que adquirió el oleoducto de BP en 2017
Bruce-Forties	En operación	0,3	154	Campos del área de Bruce	Forties Pipeline System	Inicio de operaciones en 1993; operada por BP

Nota: b/d = barriles/día.

Fuente: traducido de (EIA, 2018).

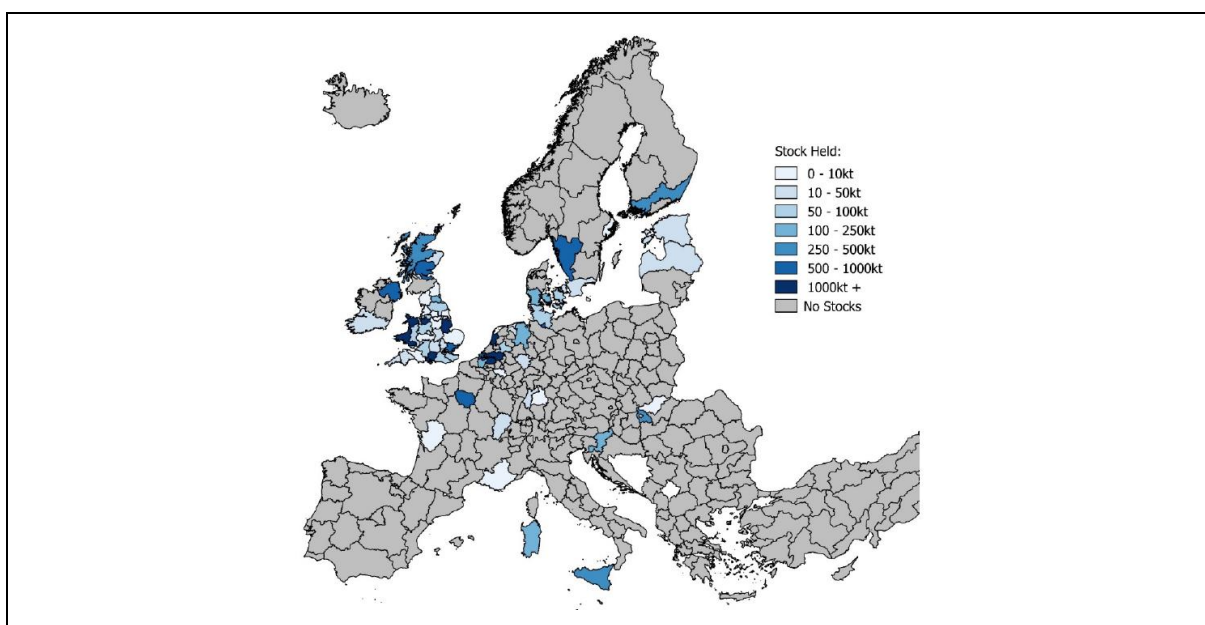
Además, el Reino Unido cuenta con cuatro terminales de carga a través de las que pasan alrededor de dos tercios de la producción de crudo del país y que forman parte del sistema integral de oleoductos (EIA, 2018). Por otra parte, cuenta con seis grandes puertos con capacidad para importar crudo o derivados, localizados en el mismo lugar que las refinerías. Asimismo, dispone de 36 terminales costeras de distribución de derivados con 7,8 millones de metros cúbicos de capacidad de almacenamiento.

A finales de junio de 2018, el Reino Unido contaba con unas reservas de 83,4 millones de barriles de crudo y de productos. Las principales instalaciones de almacenamiento de estos productos se encuentran en los emplazamientos de las refinerías. Además, hay 49 terminales costeras e interiores con una capacidad de 125,1 millones de barriles. Estas instalaciones son, en general, propiedad de las grandes compañías del sector, operadores independientes y *join-ventures* y se encuentran localizadas cerca de los principales núcleos de población (IEA, 2019b).

Como consecuencia de los compromisos adoptados por el país con la Unión Europea y la Agencia Internacional de la Energía, el Reino Unido tiene la obligación de mantener unas reservas estratégicas ante posibles cortes en el suministro mundial de crudo. Dichos cortes, que son relativamente escasos, tuvieron lugar en 1974, durante la guerra árabe-israelí, en 1990-1991 durante la Guerra del Golfo, en 2005 como resultado del huracán Rita y en 2011 fruto de la guerra en Libia (GOV.UK, 2019g).

A finales de 2018, el Reino Unido contaba con unas reservas de 14 millones de toneladas. De ellas, once millones responderían a situaciones de emergencia (lo que sería equivalente a 61 días de suministro o 90 días de importaciones netas de crudo) (Halliwell, 2017). Estas se almacenan tanto en el Reino Unido como en otros territorios bajo acuerdos contractuales que permiten que dichas reservas se repatrien al país si fuera necesario. Durante el último cuatrimestre de 2015, alrededor de cinco millones de toneladas se mantenían en países de la UE, en especial en los Países Bajos. También tenía reservas en otros países que no se recogen en el siguiente mapa, pero con importes menores.

Mapa 2. Localización del almacenamiento de crudo del Reino Unido en 2018



Fuente: (GOV.UK, 2019g).

Debido a que el volumen de las reservas estratégicas está en función de la demanda y de la producción propia, ante una inevitable reducción de la producción de crudo del país, es de prever un aumento de las reservas en el futuro.

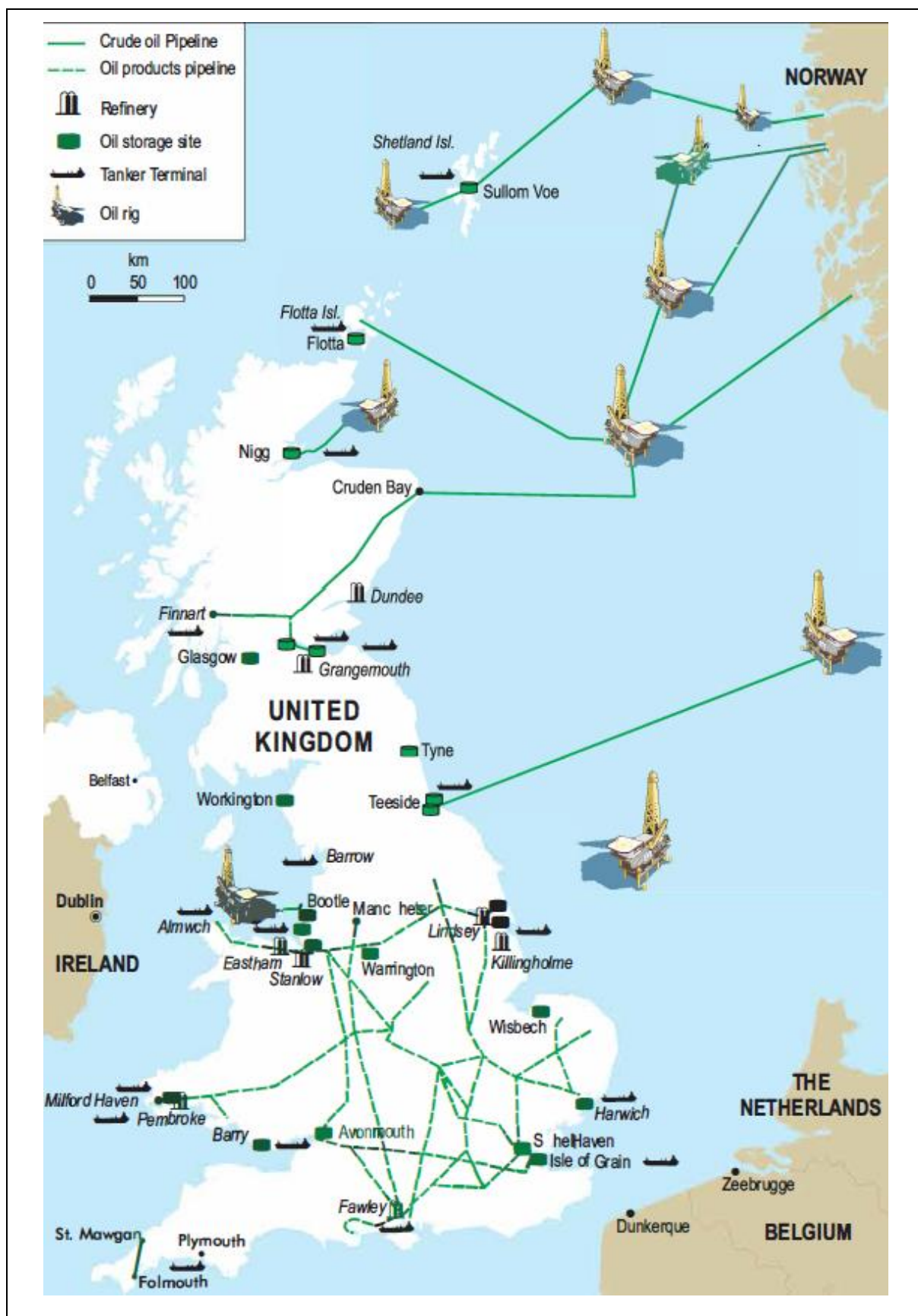
El crudo se consume principalmente en el transporte y en la industria y en menores cantidades en sistemas de calefacción tanto en el sector residencial como en el no residencial. No obstante, bajo la Estrategia de Crecimiento limpio, el país se ha comprometido a terminar con el consumo de fuel en calefacción en edificios no conectados a la red de gas en la próxima década. Asimismo, el país está apoyando el desarrollo de vehículos con cero o emisiones muy reducidas y acabará con la venta de nuevos vehículos (automóviles y caravanas) de gasolina y diésel para 2040.

Tabla 10. Consumo de derivados del petróleo en Reino Unido (2018)

Sector	Uso final	ktep	% respecto al total consumido en cada uso y sector
Doméstico	Calefacción	2.005	7 %
	Agua caliente sanitaria	472	7 %
	Total	2.477	7 %
Servicios (sin agricultura)	Calefacción	1.598	17 %
	Agua caliente sanitaria	256	19 %
	Cocina	801	37 %
	Refrigeración	43	4 %
	Otros	62	2 %
	Total	2.761	14 %
Industria	Calefacción	113	6 %
	Procesos de alta temperatura	179	5 %
	Procesos de baja temperatura	253	5 %
	Secado/separación	80	4 %
	Otros	75	5 %
	Total	700	3 %
Transporte	Transporte	55.151	97 %
Total		61.089	

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019h).

En el siguiente mapa se recoge la principal infraestructura energética relacionada con el petróleo del Reino Unido.

Mapa 3. Infraestructura del petróleo en Reino Unido

Fuente: (IEA, 2019b).

Entre las principales compañías petroleras del Reino Unido se encuentran BP y Shell. La primera, fue fundada en 1909 bajo el nombre Anglo Persian Oil Company y no tuvo el nombre de BP Oil Company hasta 1954. Su creación tenía como objetivo gestionar la concesión de unos campos de crudo de Irán que había recibido un inversor británico (William Knox).

En 1914, el Gobierno británico se convirtió en el principal accionista de la compañía, pasando a ser en 1955 una sociedad de cartera (*holding*). A partir de 1977, el Gobierno británico fue reduciendo cuota en cuatro operaciones sucesivas (1979, 1981, 1983 y 1987) hasta que vendió toda su participación y se deshizo de la acción de oro en 1987. Esto despejó el camino para que British Petroleum adquiriera Britoil PLC, una compañía petrolera independiente que producía petróleo en los campos del Mar del Norte.

BP desarrolló campos petroleros y construyó refinerías en varios países, incluido Estados Unidos y en el sector del Reino Unido del Mar del Norte, donde British Petroleum realizó en 1965 el primer descubrimiento comercial de gas natural y en 1970 el primer descubrimiento de un importante campo petrolero. A partir de 1970, BP fusionó sus activos en los Estados Unidos con los de la Standard Oil Company (Ohio), de la que BP adquirió una participación mayoritaria. En 1987, BP adquirió el resto de la Standard Oil Company por casi 8.000 millones de US\$. Al fusionarse con el gigante petrolero estadounidense Amoco en 1998, la nueva compañía, BP Amoco se convirtió en una de las mayores compañías petroleras del mundo. La corporación cambió su nombre a BP PLC, después de las adquisiciones en 2000, de Atlantic Richfield Company (conocida por la marca de gasolina ARCO en el oeste de los Estados Unidos) y de Burmah Castrol (compañía británica líder de petróleo, gas y lubricantes) (Encyclopaedia Britannica, 2020a).

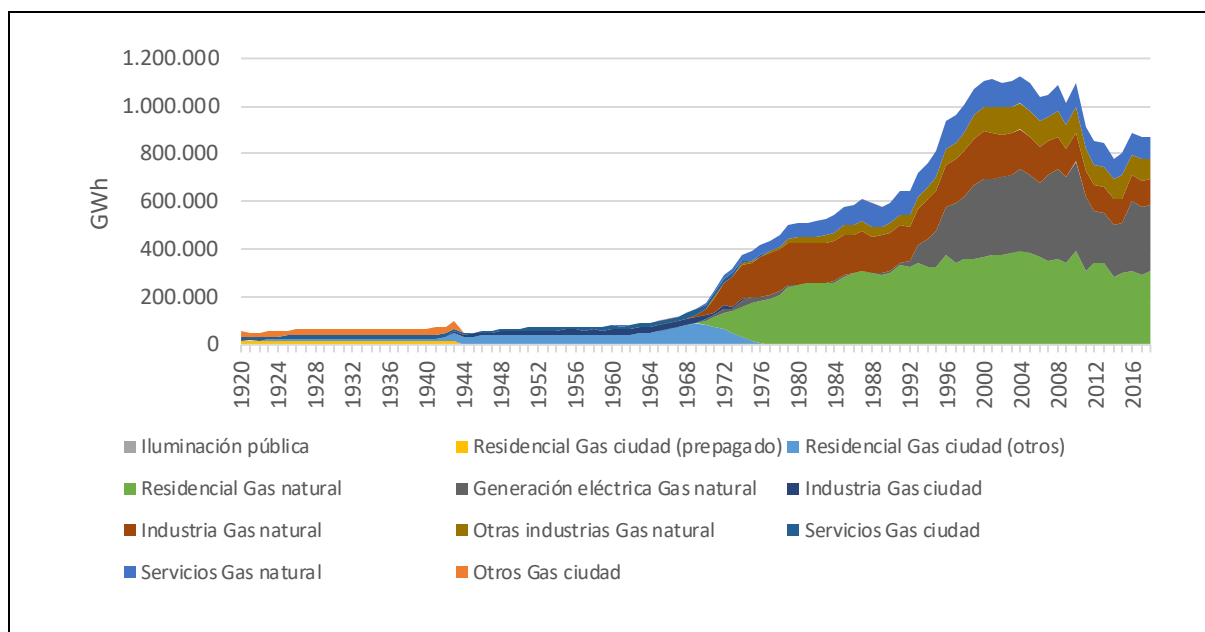
Por su parte, Royal Dutch Shell es una empresa de hidrocarburos anglo-neerlandesa, que tiene interés en el sector petrolífero y del gas natural. Trabaja en distintas áreas de su cadena de valor, así como en la producción, transporte y almacenamiento, comercio, ventas y atención al cliente. Ofrece a los consumidores soluciones para sus activos y productos energéticos a través de mercados europeos.

Nació en 1907 de la fusión entre los competidores Royal Dutch y Shell Group y para 1913, la compañía en colaboración con otras, habían alcanzado una posición destacada entre las principales compañías petroleras del mundo, adquiriendo campos de producción en áreas como Rumania, Rusia, Irak, Egipto, Venezuela, México, California y Oklahoma, y ampliando las operaciones de ventas en Europa, Asia, Australia, África y América del Norte y del Sur (Encyclopaedia Britannica, 2020b).

A lo largo del siglo XX, el grupo continuó buscando nuevas reservas, desde Medio Oriente hasta África, desde el Mar del Norte hasta América del Norte, donde perforó en el Golfo de México y extrajo arenas bituminosas en Alberta, Canadá. En 2004, Royal Dutch / Shell anunció que había sobreestimado sus reservas probadas de petróleo y gas. Las estimaciones revisadas publicadas durante el año siguiente redujeron las estimaciones de reservas de la compañía hasta en un 40 %. Ello llevó a los accionistas a exigir una estructura corporativa más abierta y receptiva. En 2005, el centenario Royal Dutch / Shell Group fue reemplazado por una sola compañía, que anunció un ambicioso programa de inversión en exploración y producción para reconstruir sus reservas de petróleo y gas. En 2015, Royal Dutch Shell acordó comprar BG Group, un importante productor de gas natural licuado (GNL), para consolidar su posición como uno de los líderes en la industria emergente de GNL.

3.1.3. Gas natural

La principal fuente de energía del Reino Unido es el gas natural, siendo el tercer país con mayor porcentaje de este en el *mix* energético de los países miembros de Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés), después de los Países Bajos e Italia. La mayor parte del gas es consumida en calefacción y en generación de energía eléctrica.

Gráfico 16. Evolución del consumo de gas por sector

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019k).

La normativa sobre energía y el clima del RU apoyan el rol del gas en la generación de la electricidad, pero prepara el camino hacia una menor contribución en calefacción en el uso residencial. Según NGG (National Grid Gas Operator), a largo plazo, bajo cualquiera de los escenarios de demanda, se espera que disminuya el peso del gas en Reino Unido.

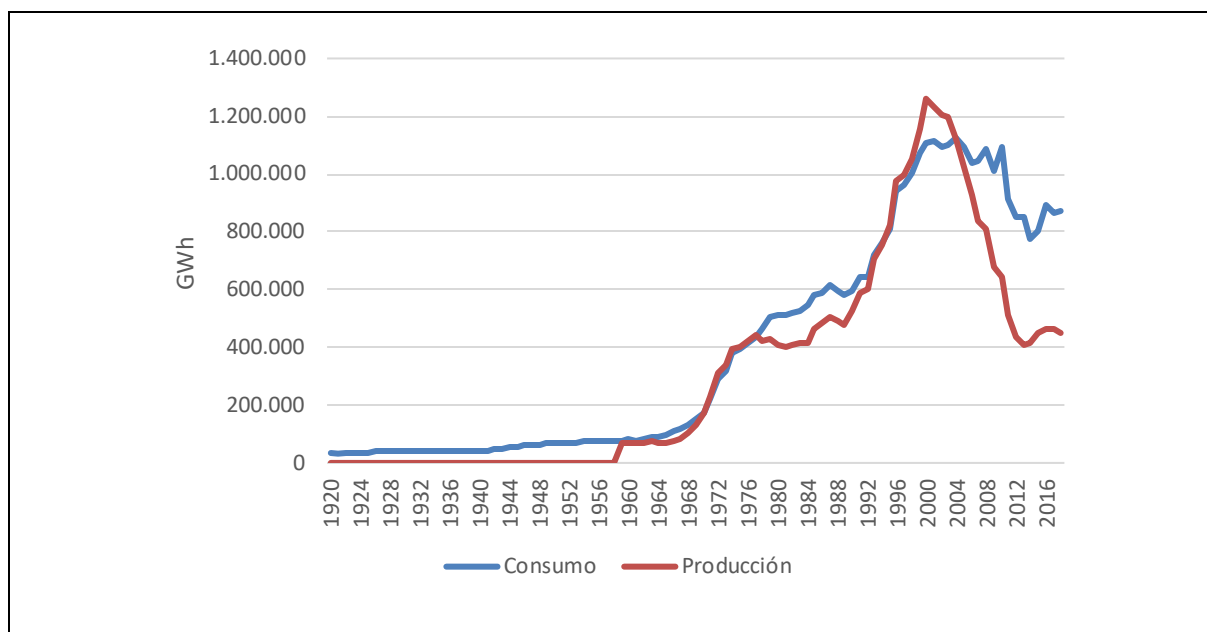
Tabla 11. Principales datos relacionados con el consumo de gas en Reino Unido (2017)

Producción de gas natural	36,0 Mtep (44,1 bcm), -44,6 % desde 2007
Importación neta	30,9 Mtep
Cuota del gas natural	39 % de energía primaria, 41 % generación eléctrica, 30 % de consumo final total
Consumo de gas por sector	36,2 % generación de energía y calefacción, 34,1 % residencial, 12,1 % industria, 10,6 % comercial y otras energías 7%
Demanda histórica máxima del gas	465 Mm ³ /d el 8 de Enero de 2010

Nota: bcm = billion cubic meter.

Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019b).

El Reino Unido es un país productor de gas. Aunque en los últimos años se ha producido un declive en la producción nacional, es uno de los tres países que más gas produce junto con Noruega y los Países Bajos en la Europa de la IEA. Como ya se ha señalado, para compensar, en cierta medida, el declive de la producción, el RU presentó en 2016 una estrategia para maximizar la recuperación económica del petróleo, introduciendo también regulación sobre el gas. La producción *offshore* del Reino Unido procede principalmente de los campos del Mar del Norte y del Mar de Irlanda y provee, en la actualidad, alrededor de la mitad de la demanda de gas del país.

Gráfico 17. Evolución de la producción vs. consumo de gas en Reino Unido

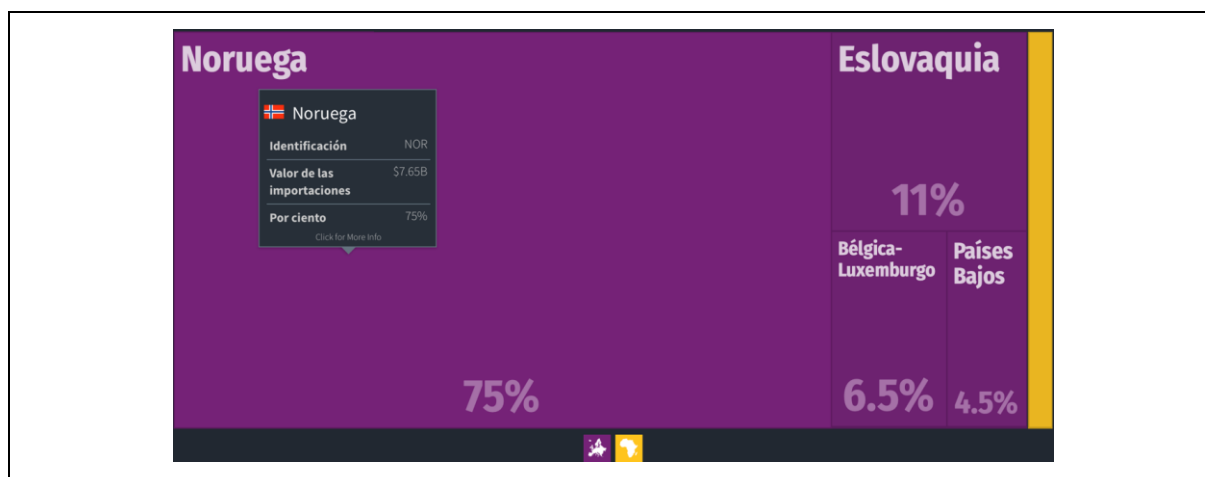
Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019k).

El gas no convencional que, en un pasado no tan lejano, se consideraba que podría mejorar la seguridad energética del país, crear nuevos empleos y más ingresos fiscales, finalmente no parece que vaya a ser capaz de lograr tales objetivos (Roca, 2019). De hecho, se esperaba que para mediados de 2020 se hubieran fracturado 20 pozos y finalmente según la National Audit Office (NAO), en 2019, solo se habían fracturado tres. Ello se ha debido, entre otros, a la continuada caída del coste de las renovables. Además, movimientos sísmicos acaecidos en zonas cercanas a los emplazamientos han llevado a que, en noviembre de 2019, el Gobierno estableciera una moratoria al aprovechamiento de gas no convencional.

Desde 2004, el Reino Unido es un importador neto de gas natural. De hecho, ha incrementado sus importaciones netas del gas desde 2002 alcanzando los 40 bcm. Gran parte de este procede de Noruega a través de gasoductos (dos tercios) y el resto es GNL procedente principalmente de Catar. No obstante, en 2017, por ejemplo, el gas natural de origen autóctono cubrió un 44 % del consumo final.

Diferenciando entre gas natural (en estado gaseoso) y gas natural licuado, el primero procede principalmente de Europa. El principal suministrador, tal y como se ha mencionado previamente, es Noruega, con un valor de las importaciones de 7,65 billones de US\$ representando este el 75 % del total de importaciones del año 2017. Después le siguen Eslovaquia, Bélgica-Luxemburgo y los Países Bajos, con un valor de 1,14 billones de US\$, 665 millones de US\$ y 458 millones de US\$ respectivamente. El siguiente país de origen es Argelia, con un 2,9 % de las importaciones, equivalentes a 299 millones de euros en año 2017.

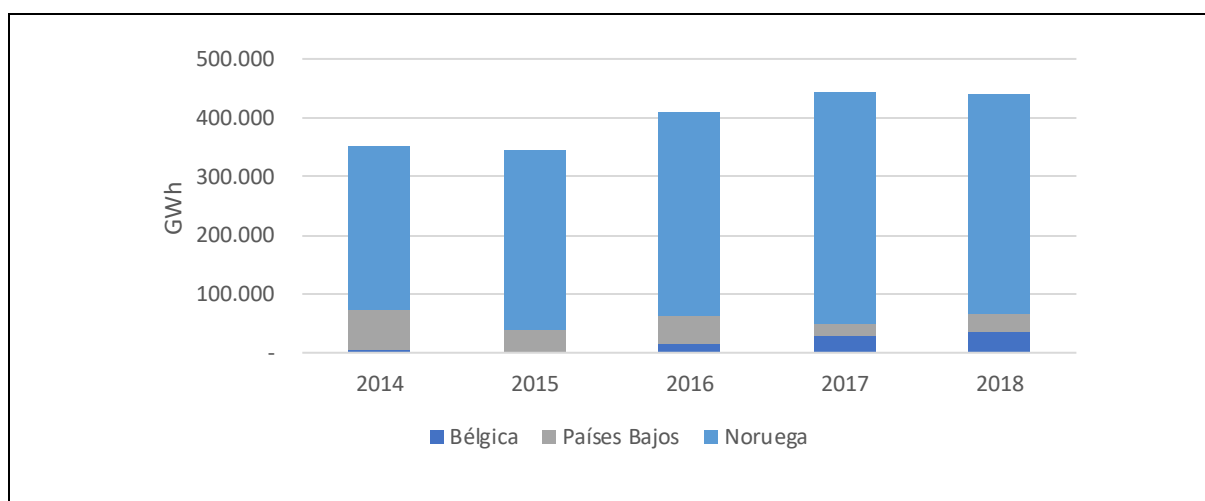
Figura 1. Importaciones de gas natural en estado gaseoso de Reino Unido en 2017



Fuente: elaboración propia a partir de (OEC, 2019).

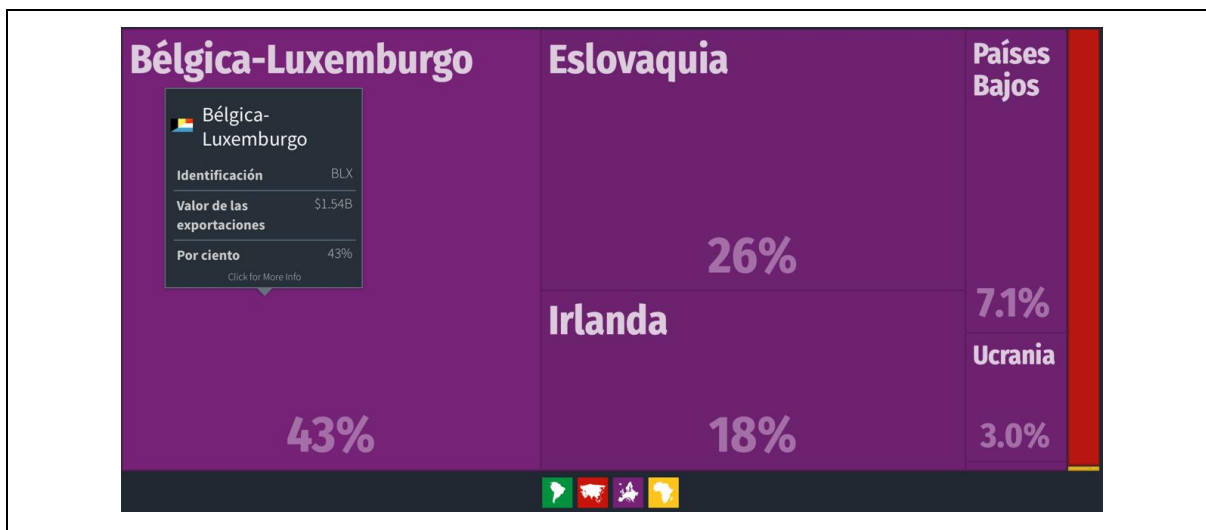
En los últimos años las importaciones del gas natural en estado gaseoso se han mantenido alrededor de 400.000 GWh. De todos los países, Noruega es el principal origen, con cerca del 85 % del total (Hinson & Priestley, 2019). Sin embargo, en los último tres años, las importaciones desde Bélgica se han ido incrementando, desde un 1 % hasta más del 8 %. A pesar de ello, no parece que Bélgica se posicione por delante de Noruega, como tampoco ha sido el caso, en el pasado, de los Países Bajos.

Gráfico 18. Importaciones de gas natural en estado gaseoso



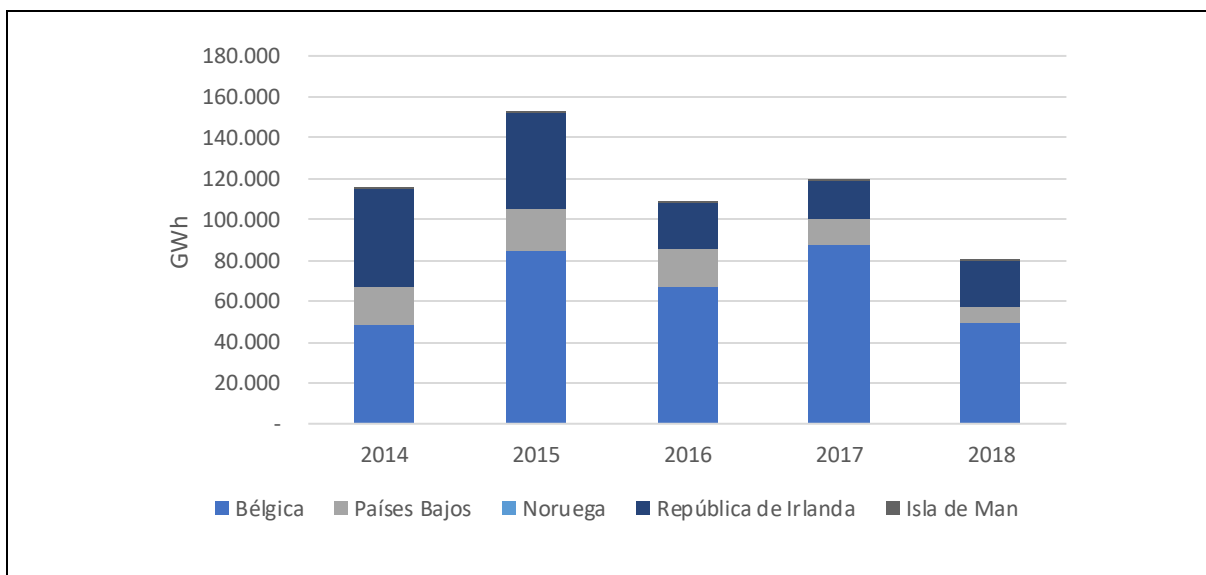
Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019f).

Las exportaciones de este producto son bastante menores, con un valor de 3,46 billones de US\$. Los primeros cinco destinos del gas también pertenecen a Europa: Bélgica-Luxemburgo, Eslovaquia, Irlanda, Países Bajos y Ucrania, con un porcentaje del 43 %, 26 %, 18 %, 7,1 % y 3 % respectivamente en el año 2017. No obstante, dicho año también exportó a Asia, África y América del Sur, pero en mucha menor medida. En Asia, exportó a Israel 117 millones de US\$, posicionándose en sexto lugar. En África, los destinos fueron Senegal y Ghana y en Latinoamérica exportó a Brasil.

Figura 2. Exportaciones de gas natural en estado gaseoso de Reino Unido en 2017

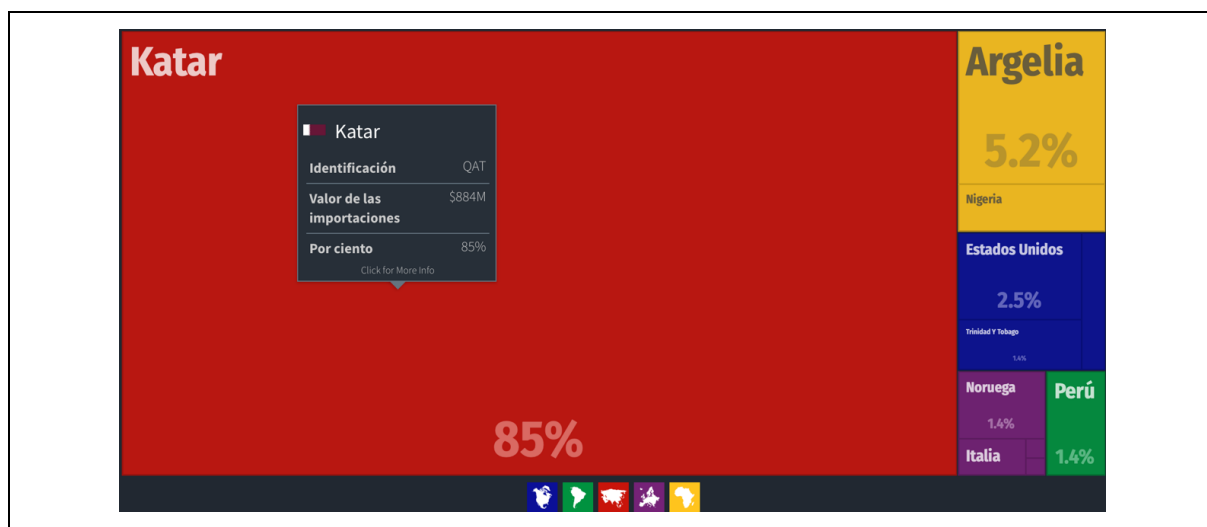
Fuente: elaboración propia a partir de (OEC, 2019).

Las exportaciones que realiza el Reino Unido, como se ha mencionado anteriormente, son relativamente menores que las importaciones. Desde 2015, ha habido una disminución de las exportaciones, de un 47,14 % en 2018. En cuanto al destino, se puede apreciar que, aunque el volumen total se haya reducido, el peso relativo de cada territorio se mantiene estable. Entre los destinos, Bélgica es quien más importaciones del Reino Unido recibe.

Gráfico 19. Exportaciones de gas natural en estado gaseoso

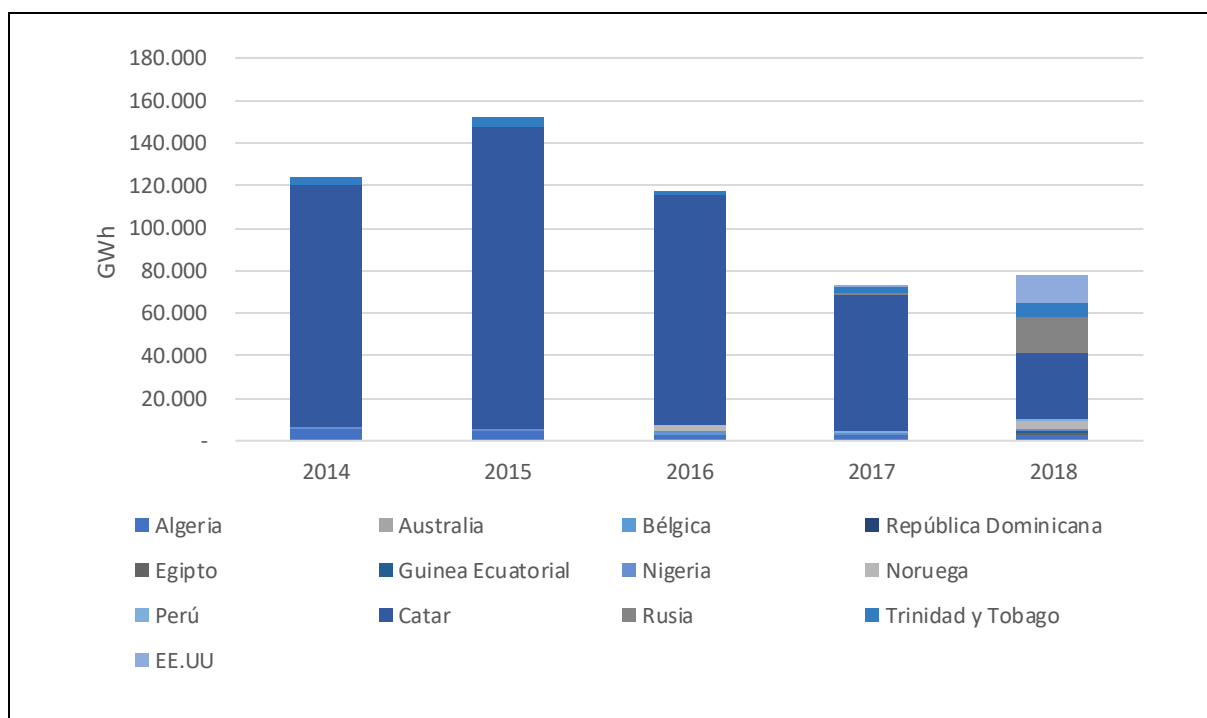
Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019f).

Las importaciones de GNL son menores que las de gas en estado gaseoso. En este caso, el Reino Unido depende mayormente de Catar (85 % del total) con un valor de 884 millones de US\$ en 2017. En siguiente lugar, se encuentran Argelia (54,4 millones de US\$) y Nigeria (~16,7 millones de US\$). El GNL procedente de América se reparte entre Estados Unidos (26,1 millones de US\$), Trinidad y Tobago (14,9 millones de US\$) y República Dominicana (7,94 millones de US\$). Perú, por su parte, supone el 1,4 % de las importaciones del Reino Unido de GNL. De Europa, el Reino Unido importa GNL de Noruega, pero únicamente el 1,4 % del total.

Figura 3. Importaciones de GNL de Reino Unido en 2017

Fuente: elaboración propia a partir de (OEC, 2019).

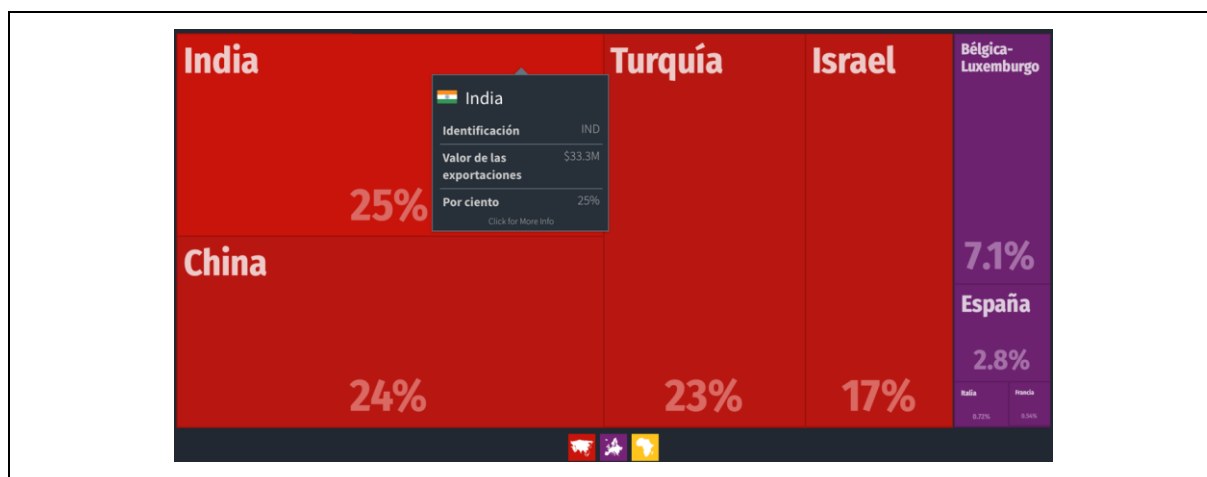
En los últimos cuatro años, la dependencia del GNL ha ido disminuyendo, concretamente en un 48,74 % desde 2015. Una observación tiene que ver con el origen de los países de donde se realizan las importaciones de GNL, ya que, si bien históricamente Catar era el principal origen, el último año se ha producido una gran diversificación, procediendo así el GNL de países como Trinidad y Tobago y Rusia, además de las importaciones, en menor cuantía, de Estados Unidos y Noruega.

Gráfico 20. Importaciones de GNL

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019f).

Las exportaciones de GNL del Reino Unido fueron mínimas y mayormente a países asiáticos, que supusieron el 89 % de un total de 118 millones de US\$.

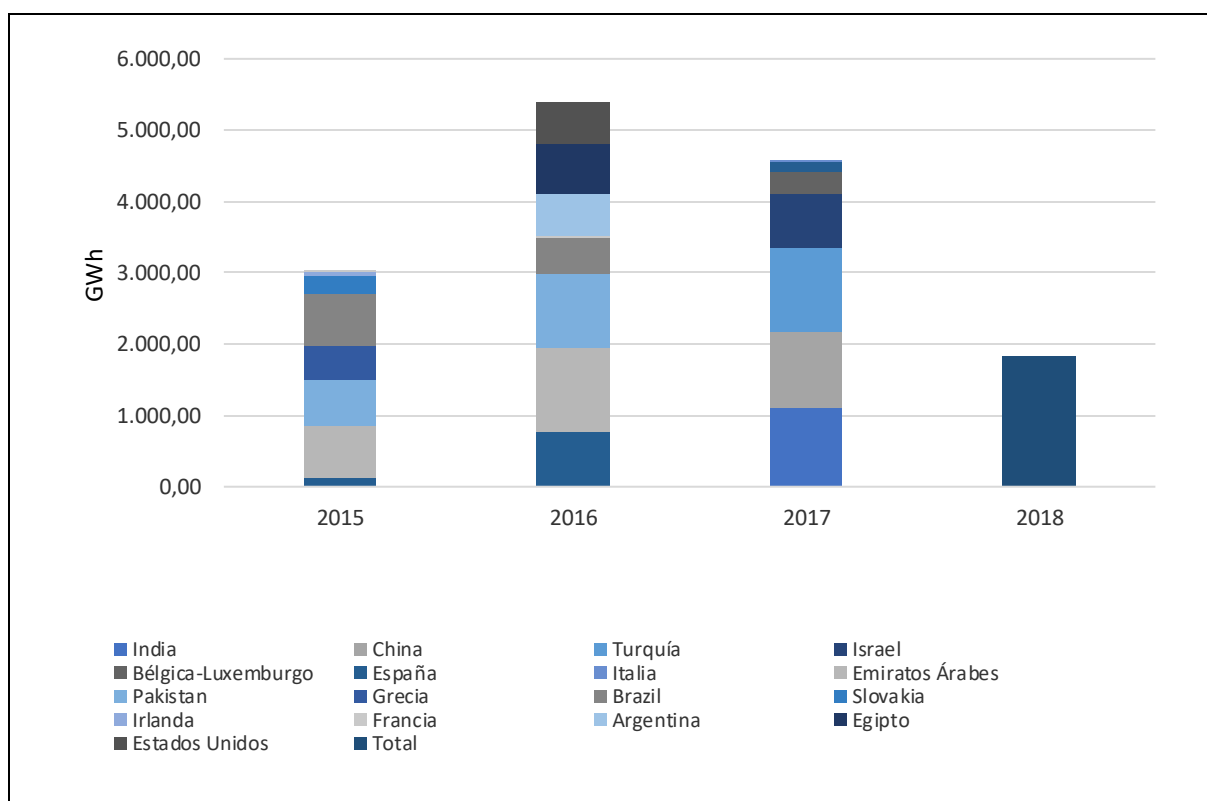
Figura 4. Exportaciones de GNL de Reino Unido en 2017



Fuente: elaboración propia a partir de (OEC, 2019).

Las exportaciones de GNL son bastante reducidas y tal y como se puede observar en el siguiente gráfico, desde 2016 las exportaciones de GNL han disminuido en un 66,12 %.

Gráfico 21. Exportaciones de GNL y detalle del destino



Nota: el detalle del destino se ha obtenido como resultado de aplicar el porcentaje de las exportaciones por destino en términos económicos al volumen total de exportaciones en GWh. Para el año 2018 no hay desglose y se recoge únicamente el volumen total de exportaciones.

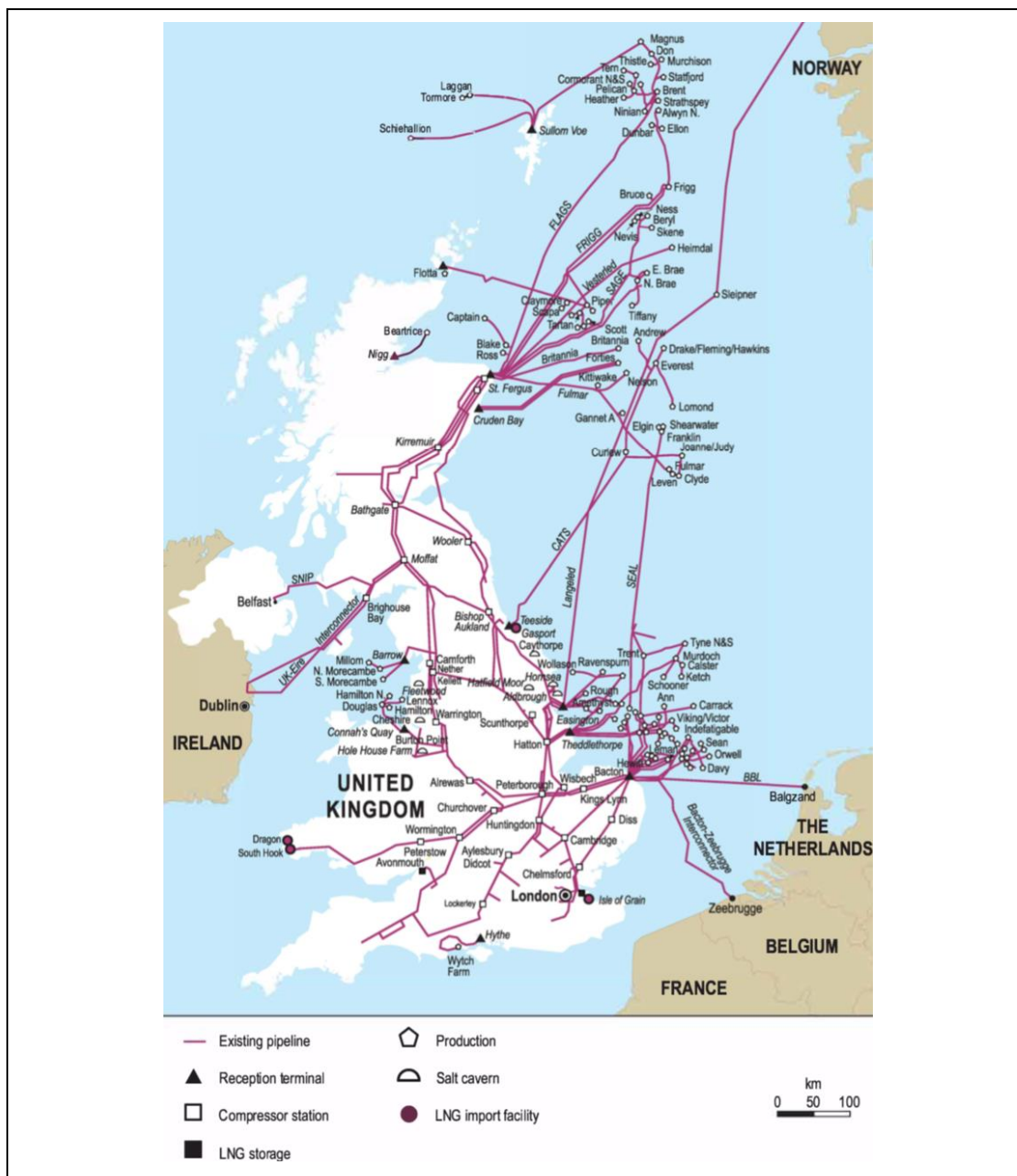
Fuente: elaboración propia a partir (GOV.UK, 2019f) y (OEC, 2019).

Desde el pico de consumo de gas, de 2004, con 87,8 Mtep, el importe de este fue disminuyendo hasta 2014. Sin embargo, desde entonces el consumo ha ido creciendo, de nuevo, hasta alcanzar los 79,5 bcm en 2017.

Los sectores responsables de esto son mayormente la generación de electricidad y la calefacción en el uso residencial, que representan alrededor de un tercio del consumo total cada uno. El uso de gas en generación eléctrica y calefacción se ha incrementado en un 38 % entre 2013-2017, como consecuencia de la introducción del precio suelo del carbono, del precio del gas y del impacto de la aplicación de las directivas medioambientales de la UE, que han sustituido de manera significativa el uso del carbón

Reino Unido dispone de una infraestructura del suministro del gas natural extensiva, como se puede observar en el siguiente mapa.

Mapa 4. Infraestructura gasista en Reino Unido



Fuente: (IEA, 2019b).

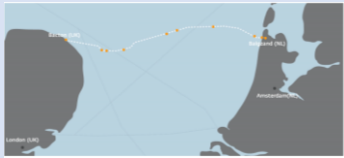
En la actualidad, las compañías de redes de transporte y distribución de gas están trabajando en ver cómo avanzar en la descarbonización, mediante su uso para la distribución de hidrógeno o biometano, por ejemplo.

En este sentido, se espera que en los próximos meses y años se desarrollen proyectos en el Reino Unido (ENA, 2020).

Además de la infraestructura de importación vía gasoducto de Noruega y Europa continental, que permite importar alrededor de 100 bcm al año, el Reino Unido dispone de capacidad de importación de GNL de en torno a 49 bcm al año.

National Grid Gas Operator es el operador del sistema gasista (National Gas Transmission System), siendo responsable de comprar, vender y almacenar el gas necesario para equilibrar el sistema del Reino Unido, es decir, el responsable de mantener el balance de suministro y demanda diario. Además de NGG, hay cuatro sistemas de transporte certificados: Balgzand Bacton Leiding Company (que trabaja con los Países Bajos), Interconnector Limited (con Bélgica), Premier Transmission Limited (conectado con Irlanda) y GNI (Escocia). La siguiente tabla presenta algunas características de estos sistemas.

Tabla 12. Características de los sistemas de transporte de gas certificados

Sistema de transporte	Características	Mapa
Balgzand Bacton Leiding Company (BBL)	Opera la línea de Balgzand Bacton Leiding Company, una interconexión de gas entre Julianadrop cerca de Balgzand (Países Bajos) y Bacton en Gran Bretaña. Esta línea ofrece servicios físicos de flujo de gas desde los Países Bajos a Gran Bretaña y servicios no-físicos interrumpibles de flujo inverso, en la dirección contraria.	
Interconnector (UK) Limited (IUK)	Posee y opera una tubería submarina e instalaciones terminales que unen Bacton (Reino Unido) y Zeebrugge (Bélgica).	
Premier Transmission Limited (PTL)	Propietario de la interconexión entre Twynholm (Escocia) y Ballylumford (Irlanda del Norte). Es también conocido como "Scottish Northern Ireland Pipeline". PTL es una subsidiaria de <i>Mutual Energy Limited</i> .	
GNI (UK)	Es propietaria de la interconexión de alta presión entre Moffat (Escocia) y el final de las aguas territoriales de Reino Unido. GNI (UK) es subsidiaria de <i>Gas Networks Ireland</i> , que pertenece a <i>Ervia Group</i> .	-

Fuente: elaboración propia a partir de (BBL, 2019), (Interconnector, 2019) y (Power Technology, 2019).

Además de los importantes gaseoductos con Noruega, el RU también dispone de interconexiones con Bélgica, los Países Bajos, Irlanda del Norte y la República de Irlanda. Gran Bretaña tiene una capacidad bidireccional

(alrededor de 20 bcm al año) con Bélgica a través de IUK e importa capacidad desde los Países Bajos a través de la interconexión BBL y exporta a la República de Irlanda a través de la interconexión Moffatt.

Desde 2011, *Moffatt Interconnector* tiene flujos bidireccionales (alrededor de 30 mcm al día) desde Irlanda hasta Gran Bretaña de forma interrumpible. En 2017, BBL cambió su régimen de acceso para apoyar la fusión de mercado entre BBL y *Gasunie Transport* en los Países Bajos.

En 2017, el Reino Unido importó 6,17 bcm de GNL y fue el quinto mayor importador de este producto en todo Europa con la ayuda de tres terminales de regasificación: Isle of Grain en Kent, South Hook y Dragon en Milford Haven. Estas terminales de importación de GNL se benefician de las exenciones de requisitos de la Unión Europea del acceso regulado de terceros. Para cumplir con los requisitos de Ofgem, las terminales del Reino Unido necesitan tener el mecanismo “*use-it-or-lose-it*”, que supone que el titular primario de capacidad de regasificación tiene que utilizar su capacidad u ofrecerla a un mercado secundario.

Tabla 13. Terminales de regasificación de Reino Unido

	Grain LNG	Dragon LNG	South Hook LNG	Ubicación
Fecha de inicio de operación	Julio de 2005	2009	2009	
Operador	National Grid	Dragon LNG (Shell y Petronas)	South Hook Terminal Company Ltd	
Tamaño máximo de almacenamiento	265.000 m ³	217.000 m ³	250.000 m ³	
Capacidad de almacenamiento	1.000.000 m ³	320.000 m ³	775.000 m ³	
Capacidad de envío	Actual: 19,5 bcm/año Para 2020: 27,5 bcm/año	7,6 bcm/año	21 bcm/año	
Régimen de ATR	Exención de ATR del 100 % en 20 años	Exención de ATR del 100 % en 25 años	Exención de ATR del 100 % en 25 años	
Servicios	Regasificación recarga de barcos, transbordo, carga de camiones, carga de trenes, enfriamiento y aumento de gas,	Regasificación	Regasificación	

Fuente: (Rogers, Nelson, & Howell, 2018).

En 2017, la capacidad de almacenamiento total de gas del RU era de 1,44 bcm al año, lo que representa un 1,6 % del consumo anual del país. La siguiente tabla recoge información sobre los emplazamientos de

almacenamiento de gas en el Reino Unido. Esta capacidad ha ido disminuyendo por el cierre de Rough²³. Sin embargo, nuevos proyectos de expansión están sobre la mesa.

Tabla 14. Almacenamiento de gas en Reino Unido

Almacenamiento	Operador/promotor	Ubicación	Capacidad (bcm)	Entrega máxima aproximada (mcm/d)	
Aldbrough	SSE/Statoil	East Yorkshire	0.3	40	
Hatfield Moor	Scottish Power	South Yorkshire	0.07	1.8	
Holford	E.ON UK	Cheshire	0.2	22	
Hornsea	SSE	East Yorkshire	0.3	18	
Humbly Grove	Humbly Grove Energy	Hampshire	0.3	7	
Hill Top Farm	EDF Energy	Cheshire	0.05	12	
Stubble	Storenergy	Cheshire	0.2	15	
		Total	1.442	120.8	

Fuente: (World Kinect, 2019).

El mercado de gas del RU está considerado uno de los mercados más líquidos de gas del mundo, con infraestructuras de gas robustas, como se ha observado, y diversos proveedores.

²³ Almacenamiento *offshore*, se conectaba con la terminal Easington y podía almacenar 33,6 TWh de gas. Normalmente, se almacenaba el gas en verano y se extraía en invierno.

Tabla 15. Principales agentes del sector del gas en Reino Unido

	Nombre	Actividad principal y rasgos a destacar	Matriz
	Cuadrilla Resources	Compañía que se dedica a la exploración y producción de gas no convencional en el Reino Unido	
	IGAS Energy	Compañía de exploración y explotación de petróleo y gas que trabaja en colaboración con comunidades locales	
	British Gas	Suministrador de gas y electricidad para el hogar y casas inteligentes	Centrica
	EDF Energy	Generador de electricidad y vendedor de gas y electricidad a hogares y empresas en el RU	Électricité de France
	npower	Generador de electricidad y proveedor de gas y electricidad para hogares y empresas	Innogy
	E.ON UK	Segundo mayor proveedor de electricidad y gas en el Reino Unido	E.ON
	Scottish & Southern Energy plc	Generador y proveedor de electricidad y gas y otros como, almacenamiento, exploración y producción, contratación, conexiones y mediciones de gas	Ovo Energy
	Scottish Power	Proveedor de electricidad y gas tanto a nivel doméstico como comercial	Iberdrola
	Total Gas and Power	Mayor proveedor de gas a nivel industrial y comercial en el Reino Unido	
	Ovo Energy	Compite con las seis grandes proveedoras de energía en el Reino Unido	
	National Grid	Propietaria y operadora de la red de transporte del RU de electricidad y gas	

Fuente: elaboración propia.

El marco regulatorio y la normativa que gobiernan los mercados del gas de Gran Bretaña, vienen establecidos por la UE y el propio RU. Además, se establecen unos códigos de industria (*industry codes*) que determinan el funcionamiento del mercado energético y definen las condiciones de acceso a los diferentes mercados y segmentos de infraestructuras. Las tarifas de transporte, están compuestas por la tasa de entrada y salida del propietario de la red de transporte y la tasa del operador del sistema.

Gran Bretaña tiene un mercado diario y un mercado futuro (*day-ahead forward market*), que es líquido con un volumen total anual de 1.853 bcm en 2017. El mercado mayorista del gas tiene un precio independientemente de dónde provenga el gas. En 2017, el precio medio del mercado diario del gas fue el más alto desde 2014, alcanzando los 45 peniques /termia.

Del mercado minorista, compuesto por cerca de 23,2 millones de consumidores domésticos de gas, el 31 % es suministrado por el antiguo monopolio British Gas. Al resto le abastecen otros suministradores de energía que se han recogido en la tabla anterior de agentes.

Como ya se ha señalado con anterioridad, en el Reino Unido una de las principales preocupaciones ha sido la seguridad de suministro. En este sentido, varios son los organismos a cargo de la seguridad de suministro del gas, de acuerdo con las leyes y regulaciones de la UE y aquellas establecidas a nivel nacional. Aunque es el mercado del gas el principal mecanismo para garantizar la seguridad de suministro, el Gobierno la revisa y monitoriza de manera habitual. En este sentido, el BEIS, que es el responsable de la política de energía y clima del RU, prepara la evaluación del riesgo, el plan de acción preventiva y los planes de emergencia del sector del gas.

3.1.4. Energía nuclear

El Reino Unido tenía a finales de 2017, 15 reactores nucleares en operación con una capacidad de alrededor de 9 GW, de acuerdo con los datos de la World Nuclear Association. Los 15 reactores son propiedad y están operados por EDF Energy. La mayor parte de la potencia instalada inició su operación en los años setenta y ochenta y debería cerrarse para 2025.

Tabla 16. Principales instalaciones nucleares del Reino Unido

	Potencia	Características	Inicio de la producción	Fecha estimada de fin de producción
Dungeness B	1.120 MW	2 reactores Advanced Gas-cooled Refrigerante: CO ₂	1983	2028
Hartlepool	1.185 MW	2 reactores Advanced Gas-cooled Refrigerante: CO ₂	1983	2024
Heysham 1	1.155 MW	2 reactores Advanced Gas-cooled Refrigerante: CO ₂	1983	2024
Heysham 2	1.230 MW	2 reactores Advanced Gas-cooled Refrigerante: CO ₂	1988	2030
Hinkley Point B	965 MW	2 reactores Advanced Gas-cooled Refrigerante: CO ₂	1976	2023
Hunterston B	965 MW	2 reactores Advanced Gas-cooled Refrigerante: CO ₂	1976	2023
Sizewell B	1.198 MW	1 reactor de agua presurizada	1995	2035
Torness	1.190 MW	2 reactores Advanced Gas-cooled Refrigerante: CO ₂	1988	2030

Fuente: elaboración propia a partir de (EDF Energy, 2020).

En los años noventa y en los primeros años del s. XXI el Gobierno británico no vio como relevante la inversión en nueva potencia nuclear. Sin embargo, en 2006, el libro blanco de la energía del Gobierno, indicaba que la energía nuclear podría ser un instrumento para conseguir los objetivos del país. Más recientemente, documentos oficiales recogían la necesidad de 25 GW adicionales de capacidad no renovable y que parte de esta capacidad debería ser nuclear.

El proyecto Hinkley Point C será la primera instalación nuclear que entrará en funcionamiento desde 1995. Se trata de un proyecto liderado por EDF Energy con una pequeña participación de la compañía China General Nuclear Power Corporation (CGN). El proyecto supone la construcción de dos reactores nucleares en el emplazamiento nuclear Hinkley Point, con una capacidad conjunta de 3,2 GW. Aunque estaba previsto para 2017, se ha ido posponiendo hasta 2026. En 2013, el Gobierno firmó un contrato por diferencias con EDF Energy garantizando un precio de 92,5 £/MWh para la generación del proyecto Hinkley Point C (EIA, 2018).

Además, del proyecto Hinkley Point C, EDF Energy cuenta con un par de proyectos más: el de Sizewell C y el de Bradwell B. El primero, Sizewell C, es un proyecto de central nuclear en Suffolk, cerca de donde se ubica la instalación Sizewell B. La idea es aprovechar la tecnología EPR del reactor que se está construyendo en Hinkley Point C, con el fin de optimizar costes. En este proyecto EDF Energy colabora con CGN (EDF Energy, 2019). El siguiente proyecto, Bradwell B, ubicado en Essex, se encuentra en la actualidad en proceso de asesoramiento técnico. Se espera que con posterioridad se realicen consultas con diferentes agentes (comunidad local, autoridades locales y otros) (CGN, 2020).

Pareciera que la experiencia con Hinkley Point C, podría desmotivar la energía nuclear en el país, dado que no cuenta con industria propia para su desarrollo, además, resulta relevante el apoyo que se ha dado al gas y la importancia de las importaciones de electricidad y las exportaciones de hidrocarburos. No obstante, otras fuentes, consideran que sigue siendo una fuente de energía necesaria para cumplir con los objetivos climáticos (Loughran, 2019).

3.1.5. Energías renovables

La Directiva 2009/28/CE de energías renovables, estableció un objetivo del 20 % de energías renovables para 2020, pero con un objetivo particular para el Reino Unido del 15 % dicho año sobre el consumo final de energía, es decir, sobre consumo de electricidad, calefacción y transporte. Además, estableció un objetivo concreto para el transporte de un 10 % de combustibles de origen renovable.

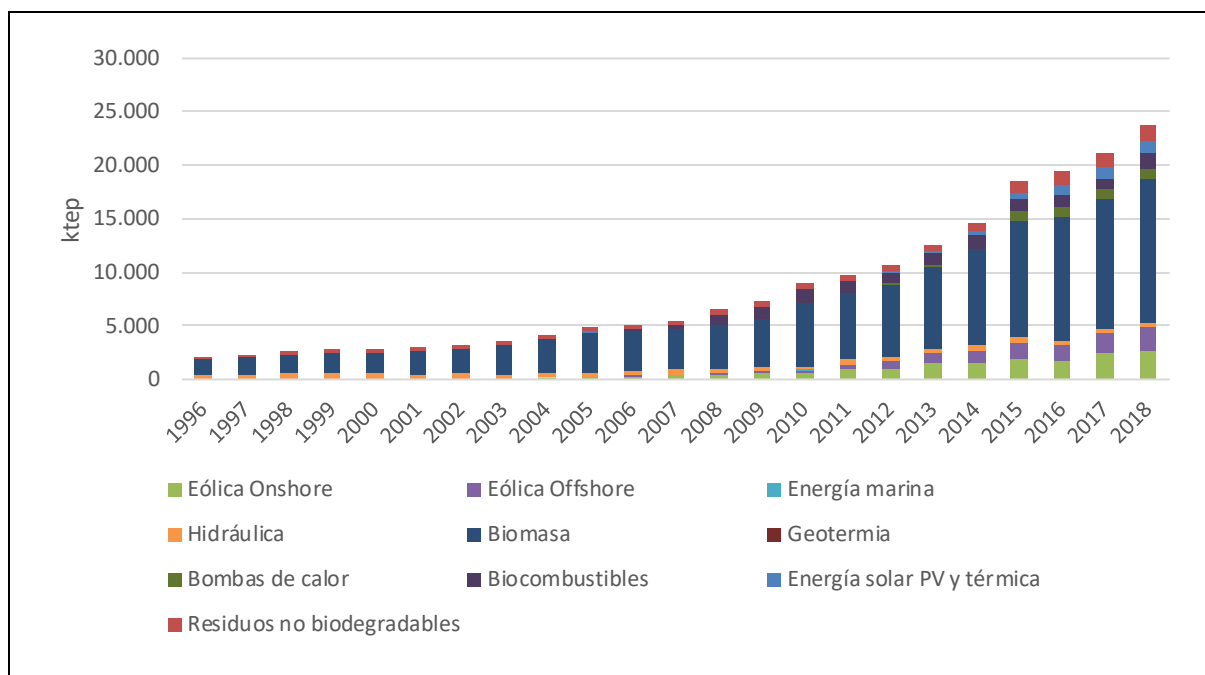
Por su parte, el primer Plan de Acción Nacional de energías renovables del Reino Unido, señaló que intentaría alcanzar un 30 % de electricidad renovable, un 12 % de calefacción y un 10 % en el transporte.

De acuerdo con la Comisión Europea, en un principio la Directiva de renovables ya no será de aplicación al Reino Unido, a partir de la fecha de su salida de la UE, salvo lo que establezca el acuerdo transitorio de salida. De hecho, hay dudas sobre la participación en la Directiva revisada de renovables 2018/2001/UE, que entró en vigor en diciembre de 2018. A pesar de ello, el desarrollo de las fuentes renovables de energía es un elemento básico de la Estrategia de crecimiento limpio adoptada en Reino Unido en octubre de 2017, para lograr cumplir con sus límites de emisiones legalmente vinculantes (conocidos como presupuestos de carbono).

De esta manera, la estrategia recoge medidas para aumentar el uso de energía renovable en electricidad, calefacción y transporte. En este sentido, esta estrategia incluye el compromiso del Gobierno del Reino Unido en gasto de energías renovables, para lograr satisfacer el 50 % de la demanda de electricidad para 2032 con energías renovables.

La consecución de los objetivos de renovables en electricidad requiere del desarrollo de redes de transporte adicionales, desarrollo que puede encontrarse con la oposición local (Staffell, Jansen, Chase, Lewis, & Cotton, 2018).

El consumo de energías renovables ha aumentado de manera considerable en Reino Unido durante la última década. El principal aumento ha venido de la biomasa que, ya en origen, era la principal fuente de energía renovable (72 %) y lo sigue siendo en la actualidad (52 %).

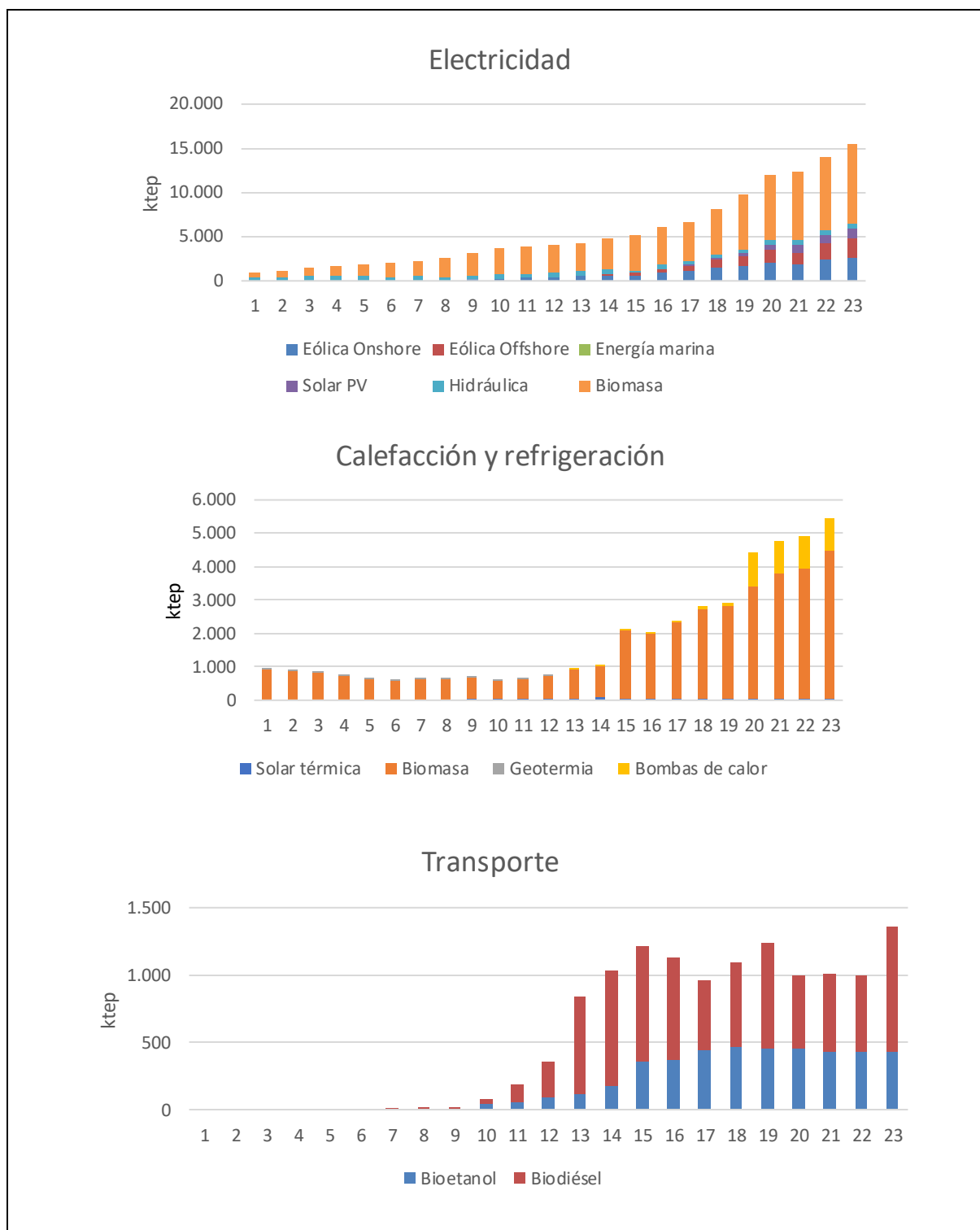
Gráfico 22. Evolución del consumo de energías renovables y residuos en Reino Unido

Nota: los residuos biodegradables se recogen en el epígrafe de biomasa.

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019q).

No se debe obviar, sin embargo, el despegue de la energía eólica tanto *onshore* como *offshore*, así como de las bombas de calor y los biocombustibles. En los siguientes gráficos se observa cómo hay fuentes de energía renovables más orientadas para unos u otros usos.

En este sentido, la energía eólica, la marina y la hidráulica se emplean en generación eléctrica, los biocombustibles en el transporte y gran parte de la biomasa y las bombas de calor en calefacción y refrigeración.

Gráfico 23. Consumo de energías renovables por sector

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019q).

3.2. Consumo de energía final

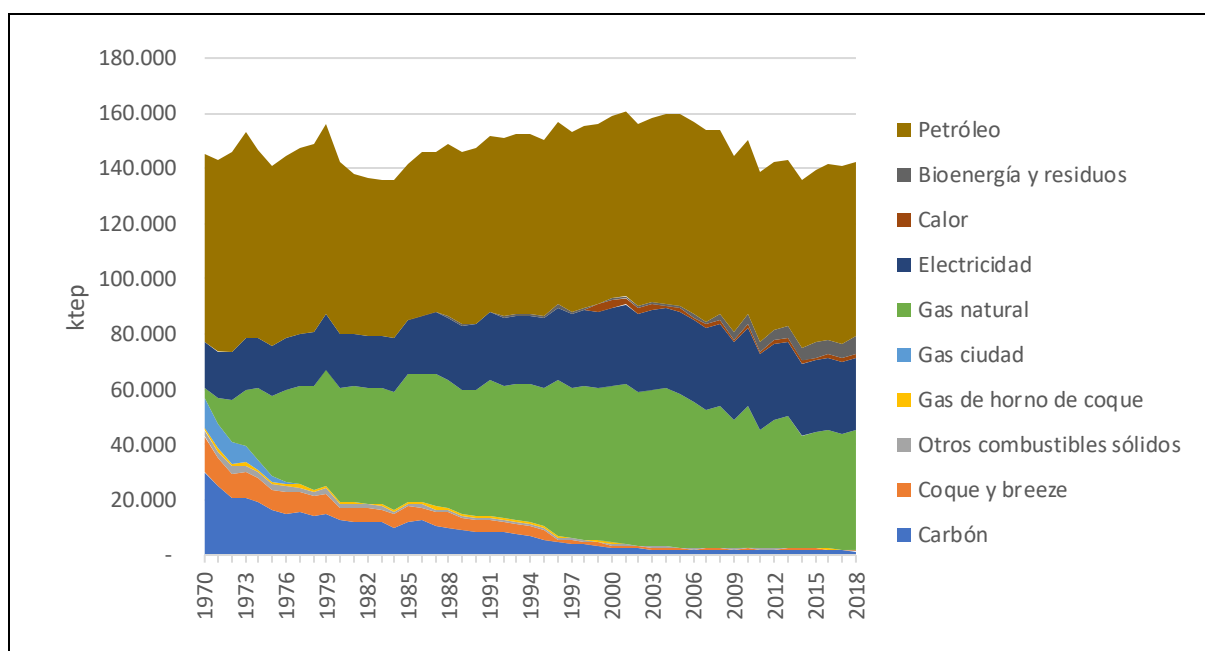
El consumo de energía final en el Reino Unido se ha mantenido desde la década de los setenta en un rango entre 135.000 y 161.000 ktep. En 2018, con 142.724 ktep, se encontraba por debajo del consumo promedio del periodo.

Como puede observarse, el crudo ha supuesto entre el 40 y el 50 %, del consumo final de energía en el Reino Unido. Si bien en los primeros años de la década de los setenta suponía cerca de la mitad del consumo de energía del país, fue perdiendo peso. No obstante, parece que hay una barrera que impide que continúe decreciendo. De hecho, en 2018, el peso en el total del consumo de energía suponía el 44,6 %.

Por su parte, el consumo de carbón y de otros combustibles fósiles sólidos ha caído desde un 31 %, en 1970, hasta apenas un 1,3 % en 2018, como consecuencia principalmente de la sustitución de estos por gas natural principalmente, que supone en la actualidad el 30,7 %. El gas ciudad también ha desaparecido del *mix* conforme aumentaba el papel del gas natural, y la electricidad ha aumentado su peso, desde un 11 % en 1970 hasta un 18 % en 2018.

En términos de renovables, no parece que RU pueda cumplir con el objetivo europeo comprometido para 2020 de una cuota del 15 % de renovables en consumo final de energía. Cabe señalar que este objetivo se estableció partiendo de un nivel de renovables del 1,3 % en 2005. Las renovables no eléctricas suponían en 2018 un 4,5 % del consumo total.

Gráfico 24. Evolución del consumo final de energía



Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019m).

El principal desarrollo se ha producido gracias a la revisión de los certificados de obligación de renovables (ROC), a la introducción de obligaciones de compra y a las *Feed-in-tariffs* (FiT) para pequeñas instalaciones de generación eléctrica. Desde hace unos años, las FiT se materializan mediante la firma de contratos por diferencias, que se han convertido en el principal mecanismo de apoyo a los nuevos proyectos de bajas emisiones (renovables y nuclear) de gran escala.

Por sectores, la industria que era el gran consumidor en los setenta ha reducido su nivel de consumo desde un 42,7 % hasta el 15,9 %. Ello es debido fundamentalmente a la caída del peso de este sector en el país, aunque no se debe obviar que también se han implementado medidas de eficiencia energética que han apoyado esta tendencia.

Además de la reducción del consumo de este sector, se puede destacar la transformación del *mix* energético que se emplea en el mismo. En los años setenta, el petróleo y el carbón y otros combustibles fósiles sólidos

eran las principales fuentes energéticas (46 y 36 % respectivamente), mientras que en el año 2018 son el gas natural y la electricidad (40 y 35 %) las más relevantes. Bioenergía y residuos suponen el 6 % y el carbón aún supone un 5 % de la energía consumida, siendo en este sector donde se produce el 71,4 % de su consumo²⁴.

En su lugar, ha sido el sector transporte el que ha adquirido el peso del consumo energético, suponiendo alrededor del 40 % del consumo total de energía²⁵. En particular, el principal consumidor ha sido el transporte por carretera, aunque el aéreo ha cobrado relevancia de manera progresiva, llegando a suponer el 10 % del consumo energético total (frente al 29 % del transporte por carretera).

En 2018, el 89,6 % del consumo de crudo procedía del sector del transporte, que a su vez dependía de esta fuente de energía en un 96,8 %. Por lo tanto, en la medida en que el transporte dependa del crudo, es difícil pensar que se pueda reducir el peso del crudo y sus derivados en el *mix*.

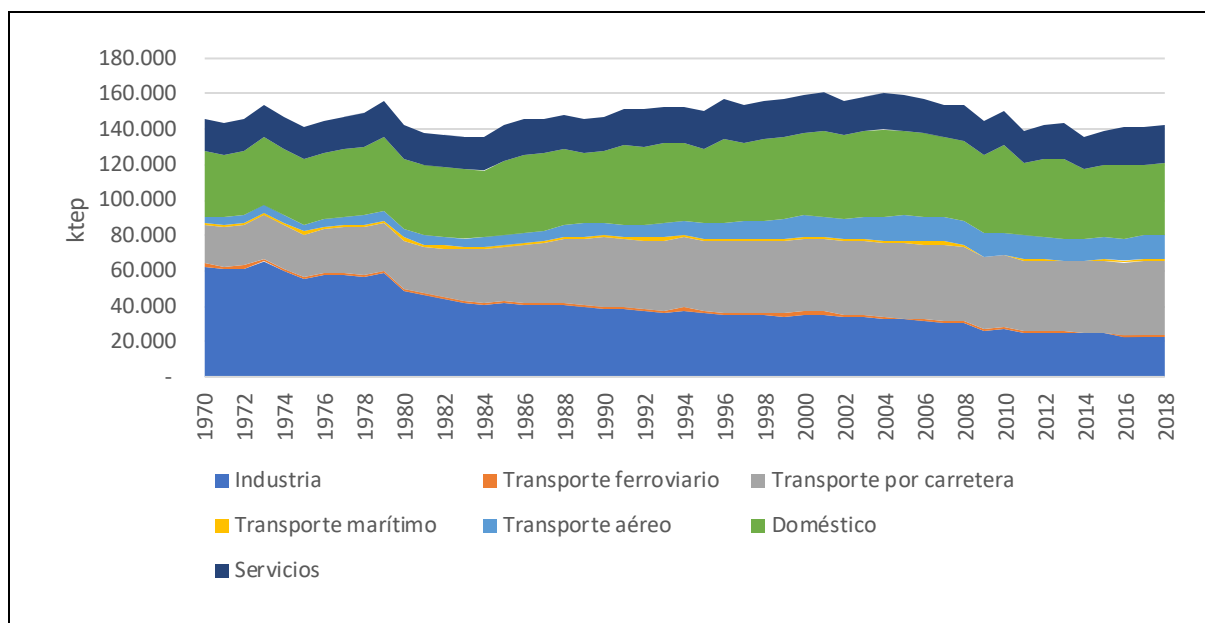
De manera residual se emplea electricidad, cuyo nivel de consumo se ha mantenido muy estable en el tiempo, y en el ámbito ferroviario. En el transporte por carretera, se observa una ligera penetración de biocombustibles.

En el sector doméstico se ha producido un importante cambio en el *mix* de energía empleada. En 1970, este sector representaba cerca de la mitad del carbón que se consumía en el país, suponiendo el 39 % del consumo energético, seguido del gas natural y de la electricidad; en la actualidad, es el gas natural el principal combustible empleado (supone el 64 % frente al 24 % de 1970), seguido de la electricidad (22 %) cuya representatividad ha aumentado en mucha menor medida (ha pasado del 18 al 22 %).

En el sector servicios, donde era más relevante el petróleo y sus derivados (49 %) junto con el carbón en segundo lugar (15 %); el cambio ha sido igualmente hacia la gasificación del sector (del 10 al 37 %), aunque también se ha producido una considerable electrificación (18 al 38 %). En este caso, la energía renovable supone un 6 % del total y los derivados del petróleo siguen suponiendo un 17 %.

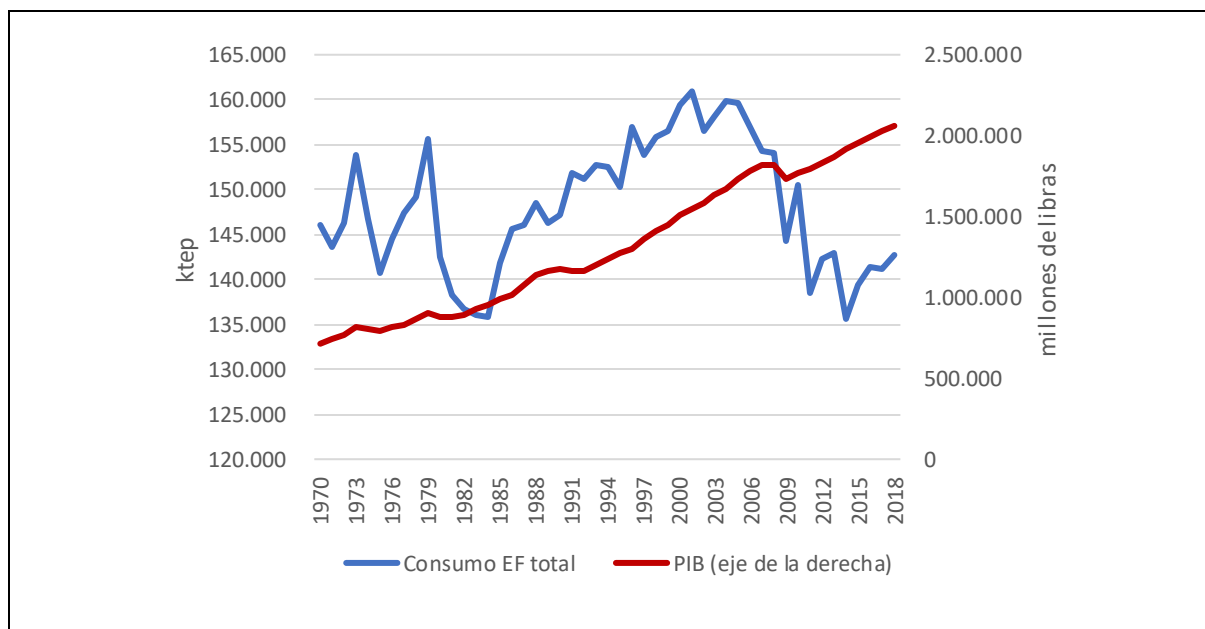
²⁴ El resto se consume principalmente en el sector doméstico y muy residualmente en el sector servicios.

²⁵ A pesar del aumento, el peso del consumo energético del transporte relacionado con la industria, el sector doméstico y el de servicios se ha mantenido estable entre 1990 y 2018, de manera, que el primero supone alrededor de un 22 % del consumo, el segundo el 66 % y el resto ha sido del sector servicios.

Gráfico 25. Evolución del consumo final de energía por sector

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019m).

Así, se puede concluir que, si bien el consumo energético no se ha reducido en los últimos 50 años, tampoco ha aumentado acompañando al crecimiento económico, es decir, ha habido una cierta estabilización del consumo y desacoplamiento de este respecto a la evolución de la economía.

Gráfico 26. Evolución del consumo final de energía de Reino y evolución del PIB

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019m; Office for National Statistics, 2020).

Además, se ha producido un importante cambio en el *mix* energético, de sustitución del carbón y de los derivados del petróleo (salvo en el transporte) por gas, principalmente, y electricidad. Como consecuencia, el nivel de emisiones (de gases de efecto invernadero, pero también de otros contaminantes) ha podido reducirse de manera considerable y en línea con los compromisos internacionales.

3.2.1. Electricidad

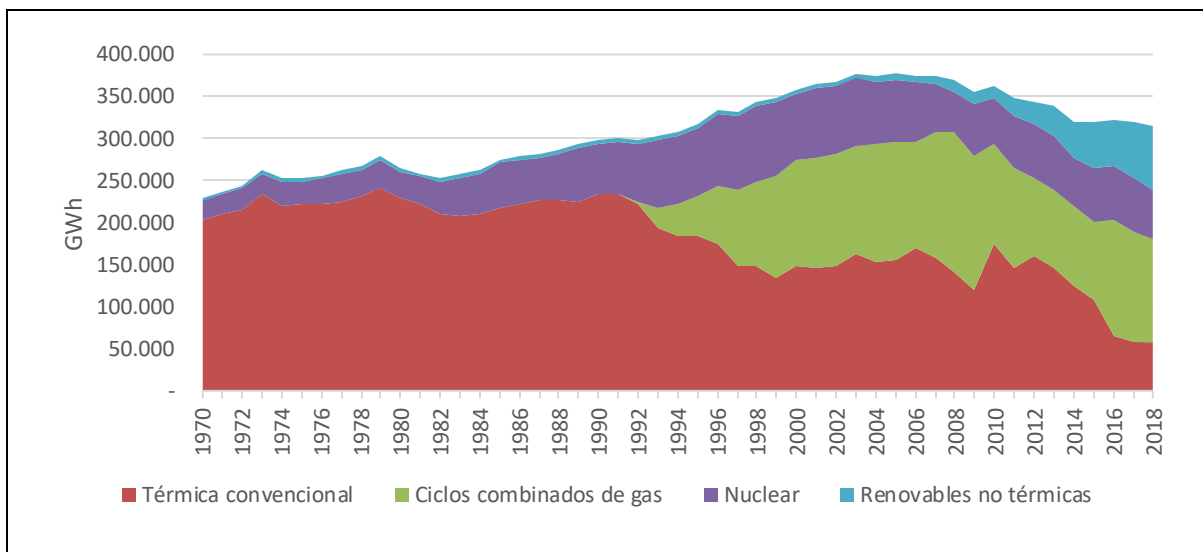
El mercado eléctrico británico está dividido en dos áreas. La primera cubre Gran Bretaña y la segunda Irlanda del Norte. En 2005, la compañía British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA) inició el proceso de integración de los sistemas eléctricos en Inglaterra, Gales y Escocia.

El *mix* de energía del Reino Unido depende principalmente del gas natural, las energías renovables y la energía nuclear²⁶, siendo el papel de los derivados del petróleo y del carbón en la actualidad inferior al 10 % de la electricidad total generada. Las fuentes renovables (incluida la biomasa) representaron casi el 30 % de la electricidad producida en 2018.

En términos de energía renovable, el Reino Unido es el país con más capacidad de energía eólica marina del mundo. De hecho, sus parques eólicos marinos han estado recientemente en los titulares de los periódicos por los reducidos niveles de apoyo estatal. Para la década de 2020 están planificados tres parques marinos a un precio por debajo de la energía nuclear y a la mitad de lo que esta tecnología costaba hace unos pocos años.

El siguiente gráfico presenta la evolución de la producción de energía eléctrica por fuente. Como puede observarse, en los años 90 se inició el proceso de transición, primero mediante la sustitución de potencia térmica convencional (carbón y petróleo) por gas, quedando el carbón reducido a una mínima participación en 2018 y, ya en la segunda década del presente siglo, por renovables no térmicas (eólica, hidráulica, solar).

Gráfico 27. Evolución de la generación eléctrica en Reino Unido



Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019b).

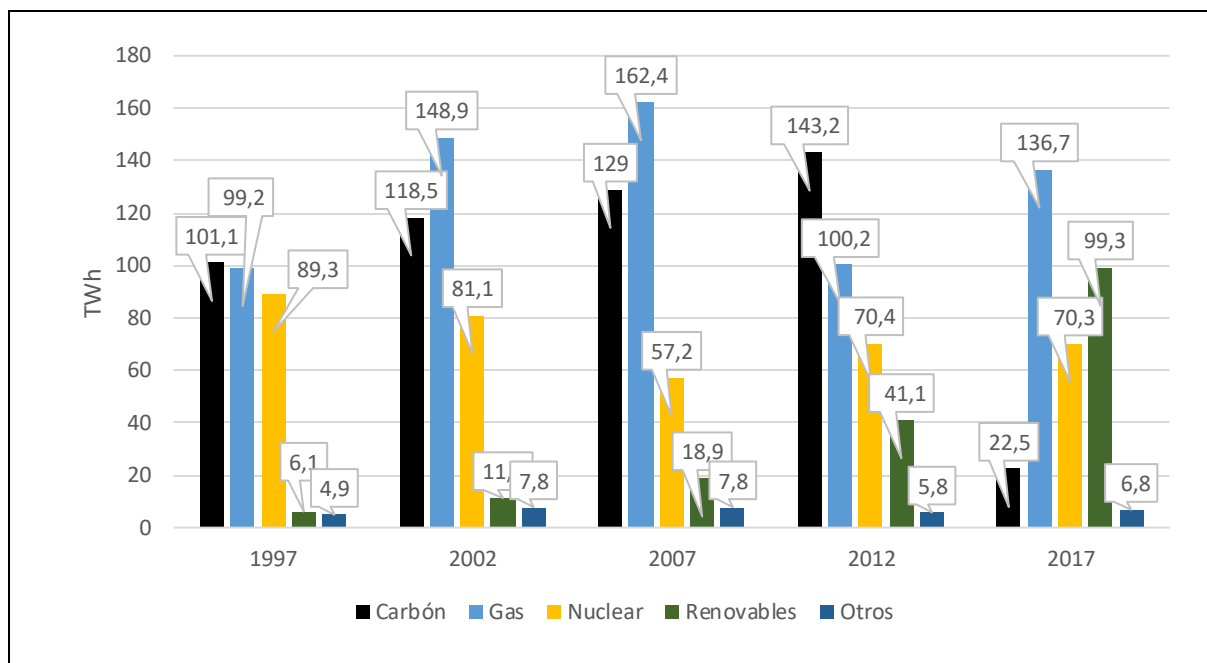
La generación térmica ha pasado así de suponer el 88 % del total en 1970 a un 18 % en 2018. El pico de producción térmica de origen fósil fue en 2008. El gas ha aumentado hasta suponer el 39 %²⁷. Las renovables

²⁶ Reino Unido puso en servicio la primera central nuclear industrial en 1956 y decidió, en 1957, tras la crisis del canal de Suez, desarrollar un plan de construcción de unos 5.000 MW en un plazo de unos 10 años (Lescoeur, 2017). Esto hizo que llegara a los años 70 con una ligera sobrecapacidad del sistema.

²⁷ En noviembre de 2015, el Gobierno anunció el cierre definitivo de todas las instalaciones de carbón que no cuenten con equipos de captura y almacenamiento de carbono para 2025 y restringirlas en 2023 siempre que se garantice el suministro. Así se espera que durante la próxima década se cierren las instalaciones de carbón y quede una potencia de 1,5 GW de

no térmicas supusieron en 2018 el 24 % frente al 1-2 % de la década de los setenta. Finalmente, la energía nuclear representó el 19 % de la generación, habiendo llegado a suponer el 27 % en 1997. De esta manera, en 2018, el 43 % de la generación eléctrica era libre de emisiones, el máximo del periodo considerado y a la espera de que esta cifra vaya en aumento.

Gráfico 28. Generación eléctrica en Reino Unido

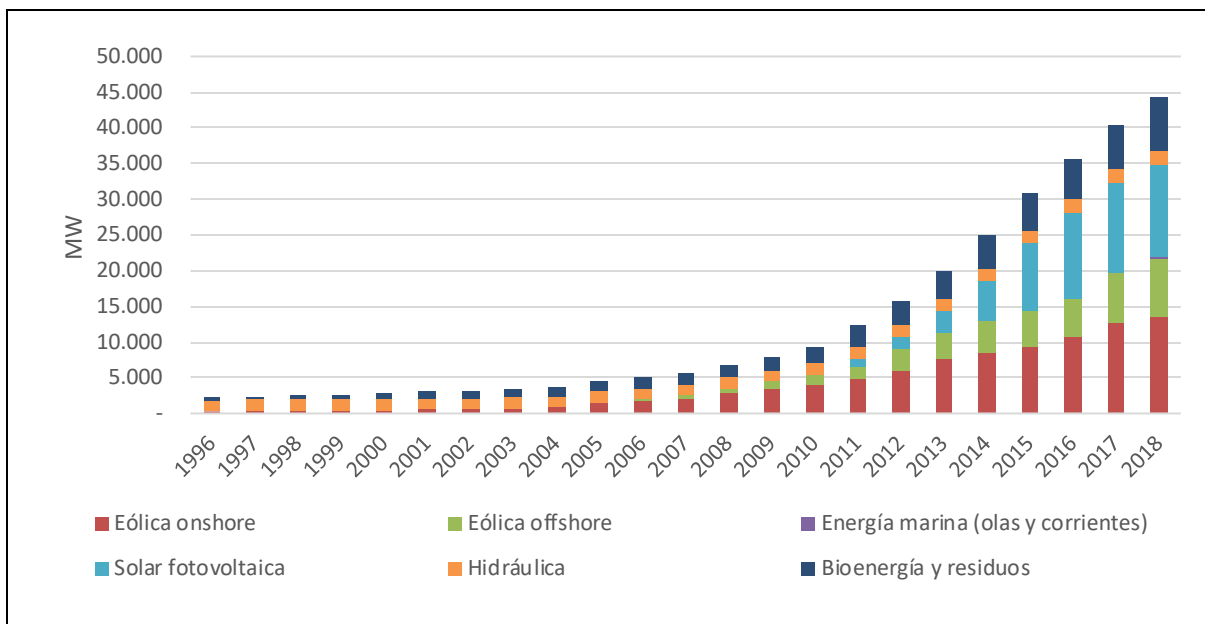


Fuente: elaboración propia a partir de (Timperley, 2018).

Como ya se ha señalado, el Gobierno del Reino Unido, ha implementado políticas energéticas cuyo objetivo ha sido incentivar el desarrollo de energías renovables. Estas políticas han llevado a que la potencia renovable en el Reino Unido haya aumentado, tal y como se ha comentado, de manera destacable desde mediados de la década pasada. En concreto, la potencia renovable se ha multiplicado por casi siete, entre 2007 y 2018. Como puede observarse, la potencia eólica (incluyendo *onshore* y *offshore*²⁸) es la principal fuente renovable en el Reino Unido. Sin embargo, la fotovoltaica y la biomasa también han aumentado en los últimos seis años, en el primer caso, se ha duplicado la potencia y en el segundo casi se ha duplicado (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2018).

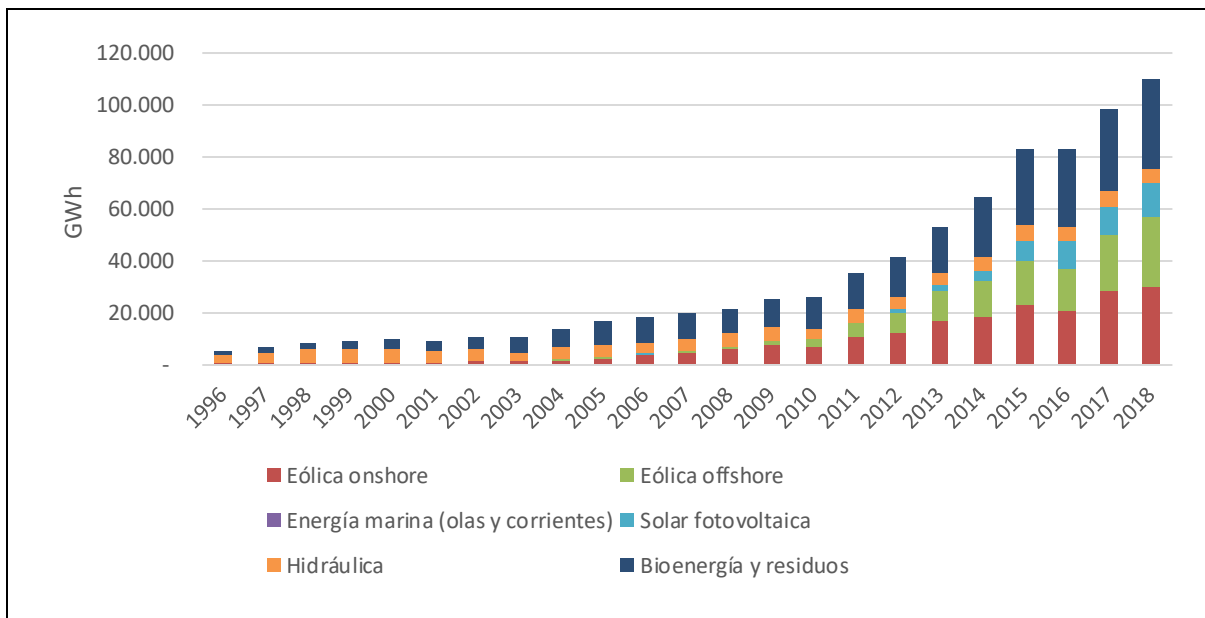
carbón con captura y almacenamiento de carbono hasta 2025. Sin embargo, un estudio publicado en 2017, instaba a aumentar el precio del CPF a riesgo de no poder cerrar las instalaciones de carbón (Hirst, 2018). Si bien en un inicio se pensaba que el Gobierno establecería como requisito desarrollar sistemas de captura y almacenamiento, finalmente, va a establecer como requisito de operación que no se emita más de 450 g CO₂/kWh, a partir del 1 de enero de 2025. No obstante, se considera que sería necesario que para 2030 el sector eléctrico no generara más de 100 g CO₂/kWh (Priestley, 2019).

²⁸ La mayor planta eólica *offshore* del mundo se encuentra en el Reino Unido, Hornsea One Project y comenzó a generar electricidad en febrero de 2019 en la costa de Yorkshire, habiendo conseguido una capacidad de 1.200 MW en octubre del mismo año. A continuación, le siguió la puesta en marcha en verano del mismo año de la planta eólica Beatrice en la costa noreste de Escocia (Ambrose, 2019).

Gráfico 29. Evolución de la potencia renovable instalada

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019c).

Como resultado, la producción renovable ha aumentado en 4,5 veces en una década. En concreto, la fotovoltaica también ha aumentado, pasando de proveer 14 GWh en 2007 a 12,8 TWh en 2017. La energía hidráulica se ha mantenido en las mismas cifras de generación, ya que, desde sus inicios hasta el momento, no ha habido mayores desarrollos.

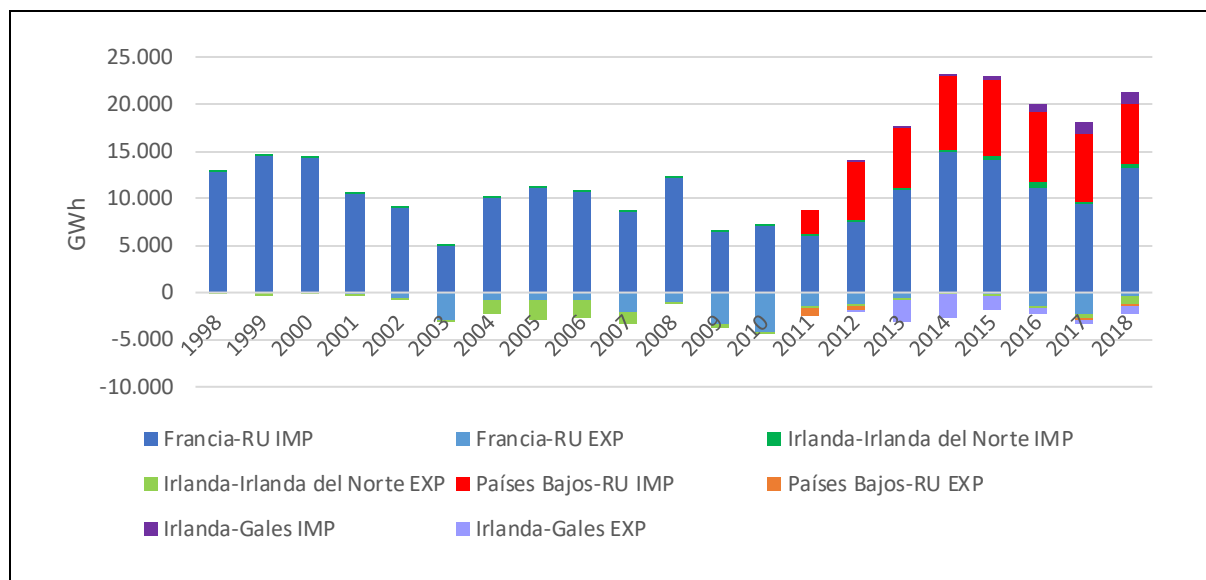
Gráfico 30. Evolución de la producción renovable

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019c).

Por lo tanto, la penetración del gas, junto con una rápida penetración de las renovables y mejora de la eficiencia energética, se encuentran detrás de la caída del peso del carbón en el *mix* eléctrico (Tsafos, 2019). De hecho, en octubre de 2019 se logró por primera vez que las renovables tuvieran más peso que los combustibles fósiles en la generación eléctrica (Ambrose, 2019).

El Reino Unido también intercambia electricidad con otros países. Cuenta con interconexiones con el Noroeste de Europa (3 GW), Francia (2GW) y Países Bajos (1 GW). De igual manera, una interconexión de 1 GW une Gran Bretaña y el Single Electricity Market²⁹ (SEM) en la isla de Irlanda (Moyle 500 MW y East-West 500 MW) (GOV.UK, 2019r) y, desde enero de 2019, hay una interconexión con Bélgica de 1 GW (Nemo) (Ofgem, 2020). En general, el saldo final es importador. En 2003, 2009 y 2010 el volumen de las exportaciones frente a las importaciones fue de los más elevados.

Gráfico 31. Importaciones y exportaciones de electricidad



Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019a).

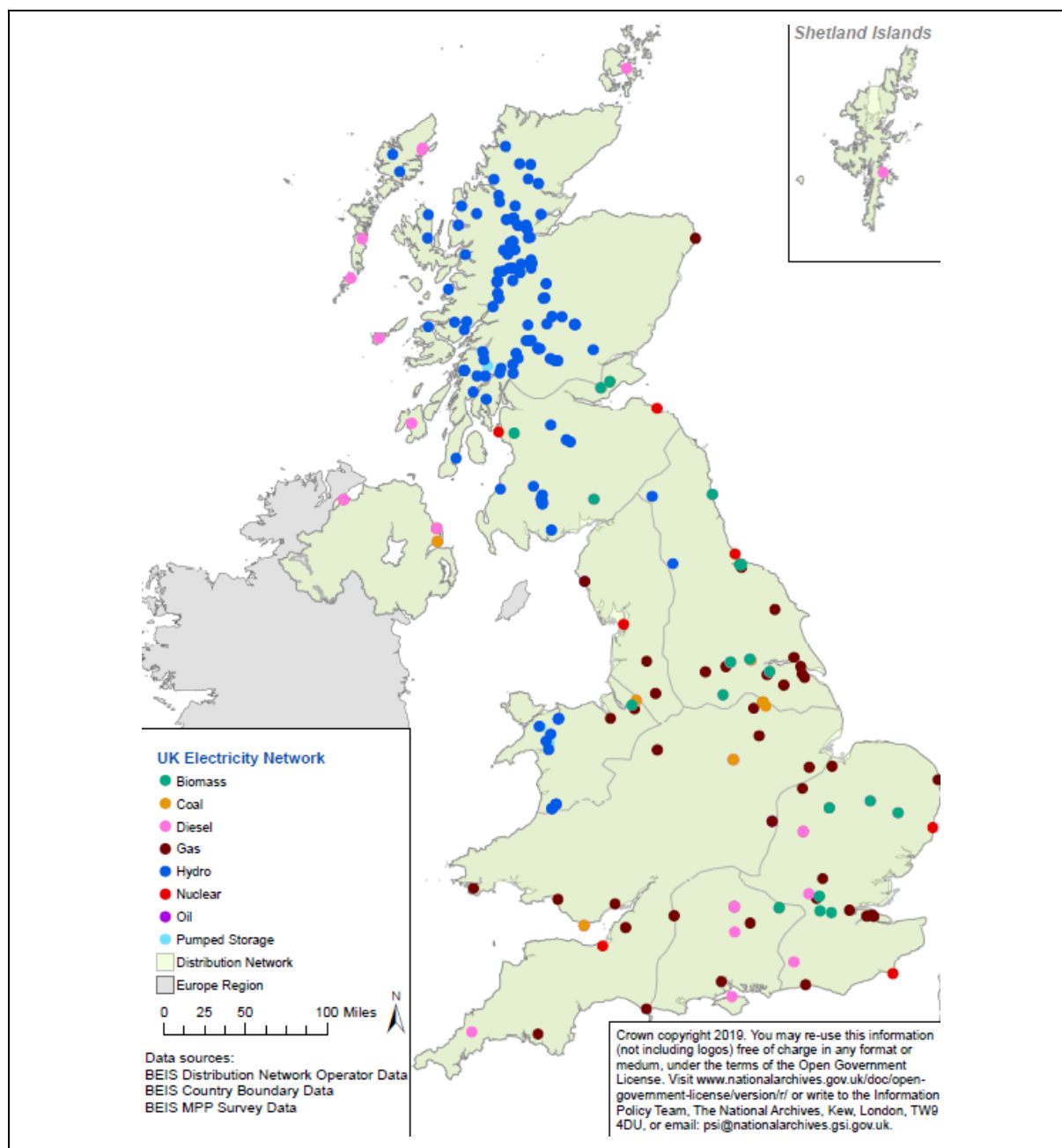
A pesar de que el Reino Unido mantiene un saldo importador de electricidad³⁰, las importaciones suponen alrededor del 5 % del consumo eléctrico en el Reino Unido (en ocasiones incluso inferior), por lo que no se considera que la situación afecte a la seguridad de suministro del país. Entre los principales países con los que intercambia electricidad se encuentran Francia e Irlanda. Desde 2011 también se encuentran los Países Bajos, con un volumen considerable de importaciones (IEA, 2019b). Con Irlanda, el volumen de exportaciones es mayor que el de importaciones y si bien las cantidades han sido tradicionalmente casi despreciables, desde 2013 se aprecia un aumento de las exportaciones a este país y desde 2016 un aumento de las importaciones.

El siguiente mapa recoge la ubicación de las principales instalaciones de generación eléctrica del Reino Unido por tecnología de generación.

²⁹ Es el mercado formado por Irlanda del Norte y la República de Irlanda y que opera desde noviembre de 2007.

³⁰ En el cuarto trimestre de 2017, los cortes en el suministro de los reactores nucleares franceses, llevaron a un aumento del precio de la electricidad que empujó al alza las exportaciones británicas de esta fuente de energía (GOV.UK, 2019r).

Mapa 5. Principales instalaciones de generación eléctrica del Reino Unido por tecnología (operativas en mayo de 2019)



Nota: este mapa no recoge las instalaciones eólicas *onshore* ni *offshore*.

Fuente: (GOV.UK, 2019).

Desde 2018 la Energy Networks Association (ENA) está reflexionando sobre cómo diseñar una red inteligente (*smartgrid*) en el Reino Unido. Un documento de verano de 2018 establecía cinco posibles escenarios. Estos escenarios iban desde un sistema en el que las redes de distribución actúan como operadores del sistema, hasta uno donde el operador del sistema eléctrico (National Grid) retiene el control, con etapas intermedias en las que los operadores del sistema nacional y regional se coordinan en torno a la adquisición y el envío de flexibilidad (Coyne, 2019).

En la actualidad, está en marcha el programa National Smart Meter Rollout, con el objetivo de instalar alrededor de 53 millones de contadores inteligentes en más de 30 millones de locales (hogares y empresas)

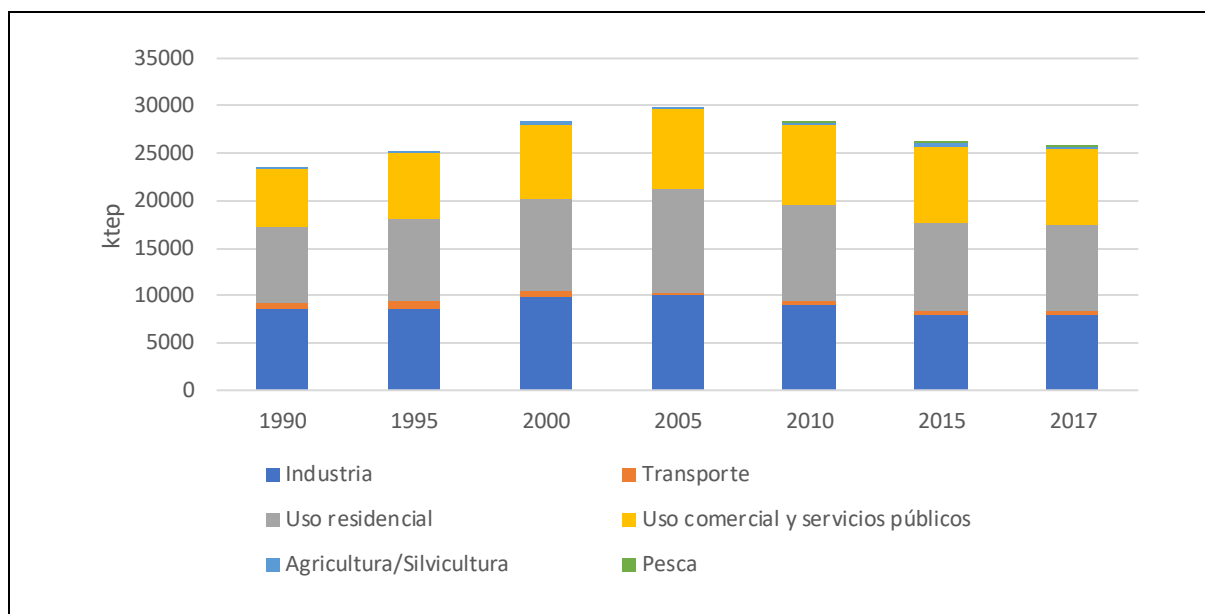
en Gales, Escocia e Inglaterra para 2020. El programa se ejecuta a través de los servicios públicos, que están obligados por Ofgem a ofrecer un medidor inteligente a todos sus clientes hasta 2020.

Mapa 6. Redes de transporte de electricidad en Reino Unido



Fuente: (IEA, 2019b).

Entre los principales sectores consumidores se pueden destacar la industria, el uso residencial y el uso comercial y los servicios públicos, que suponen alrededor del 96 % del total. El transporte, la agricultura, silvicultura y pesca no han superado el 4 % de consumo en los últimos 28 años, siendo el máximo en 1995, con un 4,04 %. En el siguiente gráfico se presentan los sectores consumidores de electricidad.

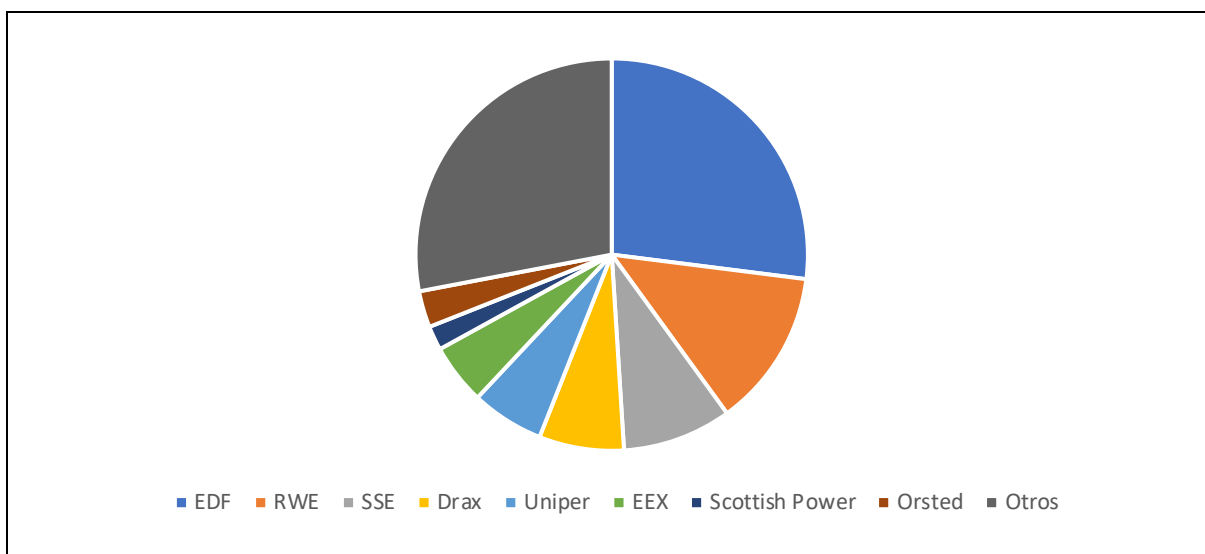
Gráfico 32. Consumo de electricidad por sectores

Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019a).

La penetración de los vehículos eléctricos y la electrificación del transporte no está avanzando lo suficiente para lograr la reducción de emisiones, aunque el objetivo de desarrollo de los puntos de recarga eléctricos está adelantado en el tiempo, aunque muy centrado en las ciudades. De hecho, tampoco la descarbonización del ferrocarril se está consiguiendo. Como consecuencia se plantean otras alternativas a la electricidad como los biocombustibles, tal y como se ha señalado en el caso de renovables, y los combustibles sintéticos (Staffell, Jansen, Chase, Lewis, & Cotton, 2018).

El Reino Unido cuenta con un sector eléctrico privatizado y liberalizado, donde generadores y comercializadores operan en un entorno competitivo³¹. EDF Energy, subsidiaria de Électricité de France, fue en 2016 el mayor suministrador del país, suponiendo el 24 % de la generación eléctrica.

³¹ Para más información sobre la evolución del sector eléctrico en Reino Unido ver (Álvarez Pelegrí, 1997).

Gráfico 33. Cuota del mercado mayorista de generación eléctrica de Gran Bretaña (2018)

Nota: la cuota de mercado se calcula en función de los volúmenes asociados a instalaciones de generación e interconectores individuales.

Fuente: (Ofgem, 2019e).

EEX (European Energy Exchange), es una compañía alemana que trabaja como plataforma que intercambia energía eléctrica. Desarrolla, opera y conecta mercados seguros y transparentes de energía, donde se pueden encontrar productos energéticos, contratos derivados de la potencia, derechos de emisión, productos de agricultura y transporte. El mercado *spot* de la electricidad esta operado por EPEX SPOT, que ofrece un mercado intradiario.

El mercado minorista, por su parte, está controlado principalmente por seis grandes suministradores conocidos como los “Big six”. Estas compañías cuentan con licencias de suministro y abastecen de energía a la mayor parte de los hogares del país. En 2019, estas compañías eran: Centrica plc (empresa matriz de British Gas que controla alrededor del 25 % del mercado), E.ON UK,³² Scottish and Southern Energy³³ (SSE), RWE npower³⁴, EDF Energy³⁵ y ScottishPower³⁶ (Ofgem, 2019c). El nivel de concentración se ha reducido en los últimos tiempos, aunque por el momento, se considera que hay concentración³⁷ (GOV.UK, 2019r).

³² Filial de E.ON, es una de las grandes compañías suministradoras de electricidad del Reino Unido. Tiene su origen en Powergen, empresa pública creada en 1989, que se terminó de privatizar en 1995 y que en 2002 adquirió E.ON.

³³ Es una compañía con sede central en Escocia, que opera en el Reino Unido e Irlanda. En sus orígenes era una compañía pública que se privatizó en septiembre de 1998. En 2018, sus ingresos netos ascendieron a 920,1 millones de libras.

³⁴ Su cartera de negocios en el Reino Unido incluye RWE Generation UK y RWE Generation and Trading (RWEST). RWE Generation posee y opera sobre 8.500 MW de gas, carbón y pequeñas cantidades de biomasa en todo Reino Unido.

³⁵ EDF Energy es la mayor compañía suministradora de electricidad del país, con reducidas emisiones de carbono, genera con centrales nucleares, parques eólicos, instalaciones de carbón y de gas. La compañía suministra a más de cinco millones de negocios y consumidores residenciales.

³⁶ Esta compañía es filial de Iberdrola. Cuenta con red de distribución en Escocia central y del sur. También suministra electricidad y gas a los hogares y los negocios en el Reino Unido. Es la primera empresa energética integrada que genera 100 % electricidad verde, enfocándose en la energía eólica y las redes inteligentes.

³⁷ El Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) era en 2018 de 1.250. La autoridad de competencia y mercados (Competition and Markets Authority, CMA) estima que por debajo de 1.000 no hay concentración y por encima de 2.000 es un mercado altamente concentrado (GOV.UK, 2019r).

Los suministradores independientes en el mercado minorista están aumentando su participación, llegando a suponer cerca del 15 % del mercado en 2016, frente al 1 % que suponían en 2012 (EIA, 2018). Este cambio se atribuye tanto al aumento de la concienciación sobre la sostenibilidad (consumidores que cambian a proveedores con energía verde certificada al 100 %) como a la concienciación sobre el funcionamiento de las Big Six ante un caso particular de apagón nacional (Pylon, 2018).

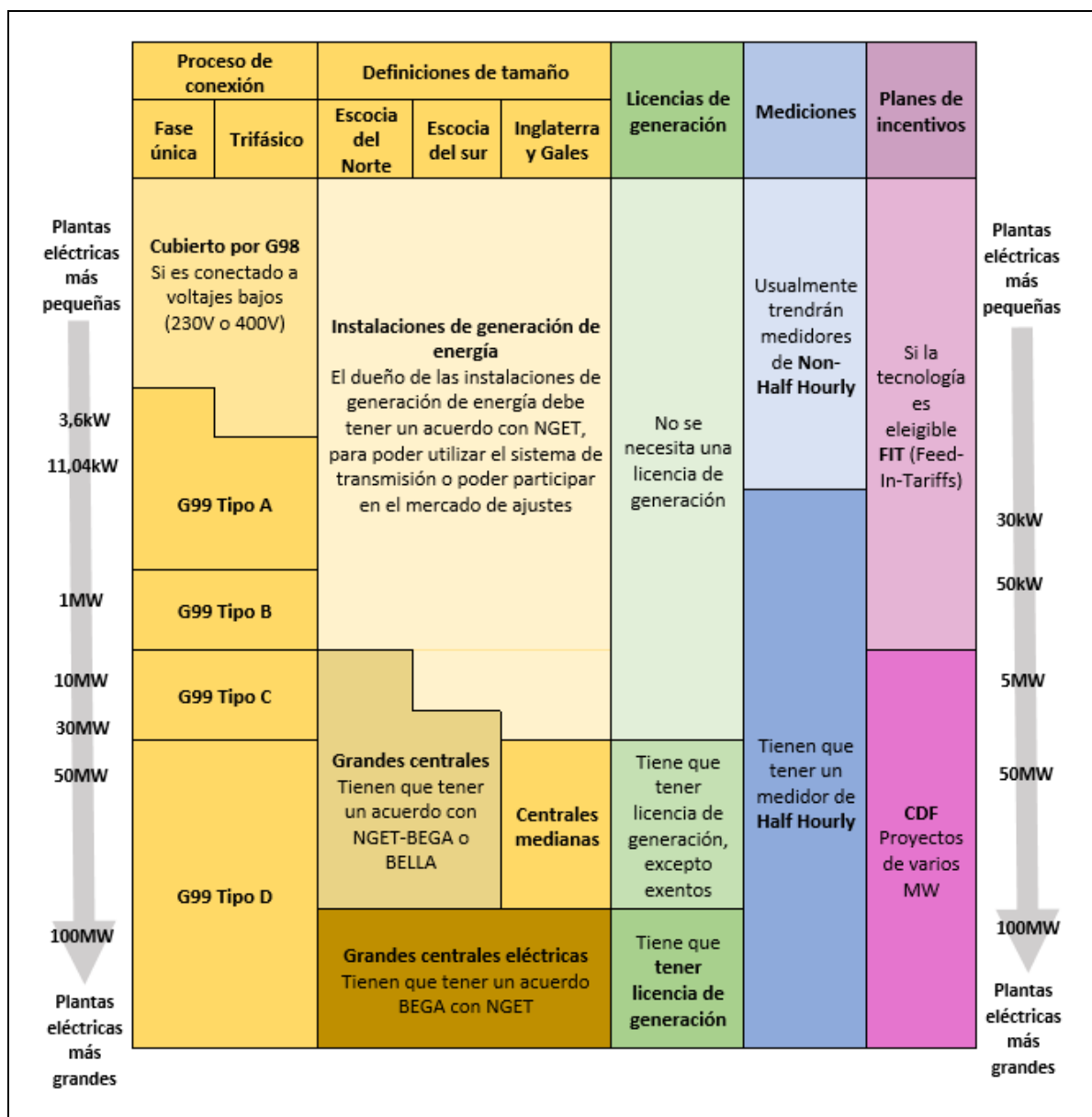
Generación distribuida

En el sector eléctrico británico se están produciendo cambios debido a la penetración de los sistemas de generación distribuida. Las principales razones se encuentran en cuestiones ambientales, nuevas políticas gubernamentales, seguridad de suministro y la innovación tecnológica. Además, otro factor es el económico, dado que en ocasiones puede resultar más caro adquirir la electricidad en el mercado que producirla en instalaciones propias.

El proceso de conexión de la generación distribuida a la red de distribución eléctrica varía dependiendo del tamaño de la instalación de generación que se va a conectar y de la tecnología. En general, a mayor capacidad de generación, más complejo será el proceso. De manera resumida, la siguiente figura recoge el proceso de conexión de este tipo de instalaciones.

En el ámbito eléctrico, el Reino Unido ofrece tarifas de inyección a red (*feed-in tariffs*) y tarifas de exportación (*export tariffs*) a los prosumidores (instalaciones ≤ 10 kWp). La tarifa de inyección para la nueva instalación es de 3,93 p / kWh (la revisa cada tres meses Ofgem) y se ha reducido considerablemente durante los últimos años. Las tarifas se pagan por 20 años y están exentas del impuesto sobre beneficios. Por otro lado, la tarifa de exportación es de 5,03 p / kWh y se aplica hasta en un 50 % de la energía excedente inyectada a la red (Pylon, 2018).

Figura 5. Proceso de conexión de la generación distribuida



Fuente: (ENA, 2018).

3.2.2. Eficiencia energética

Si bien, como ya se ha señalado con anterioridad, la eficiencia energética es una cuestión relevante en el Reino Unido desde la década de los ochenta, en 2007, la Unión Europea estableció un ambicioso objetivo de ahorro de energía primaria de un 20 % para 2020 y de un 32,5 % para 2030.

Posteriormente, el artículo 3 de la Directiva 2012/27/UE de eficiencia energética estableció un objetivo de eficiencia energética para el Reino Unido a 2020 de reducción del consumo de energía final de 129,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Esto representa una reducción del 18 % en el consumo final de energía del país en relación con la proyección de consumo *business-as-usual* de 2007 (UK, 2017).

Para conseguir la mejora de la eficiencia energética el Reino Unido ha desarrollado diferentes tipos de medidas orientadas a diferentes sectores de consumo. Entre las medidas en las que el país ha destacado es en el ámbito de la monitorización de los consumos, recogiendo información de diferentes fuentes (Home

Energy Efficiency Database, Green Deal, Energy Company Obligation y Feed-in-tariffs). Se espera, además, conseguir información adicional a través de los contadores inteligentes que se han desplegado.

En 2012, el Gobierno del RU publicó la estrategia de eficiencia energética (actualizada en 2013), donde se identificaban las barreras a la mejora de la eficiencia energética y el potencial social resultante para la economía del Reino Unido.

Las mejoras en la eficiencia energética se buscan en los usos residencial y comercial, en edificios, en calefacción, en transporte y en la industria (muy especialmente en la industria química y petroquímica del país). Existen diferentes esquemas que apoyan el desarrollo de la eficiencia energética como el Climate Change Agreement (CCA) Scheme, el Carbon Reduction Commitment CRC Energy Efficiency Scheme (CRCEES) y el Energy Savings Opportunity Scheme (ESOS).

El Reino Unido ha desarrollado planes de acción en el ámbito industrial para la mejora de la eficiencia energética sobre la base de la Hoja de ruta de descarbonización y eficiencia energética para 2050 (Industrial Decarbonisation and Energy Efficiency Roadmaps to 2050). Estos planes alcanzan a los sectores intensivos en energía, donde hay riesgo de fuga de carbono, y a otros menos intensivos como el de alimentación.

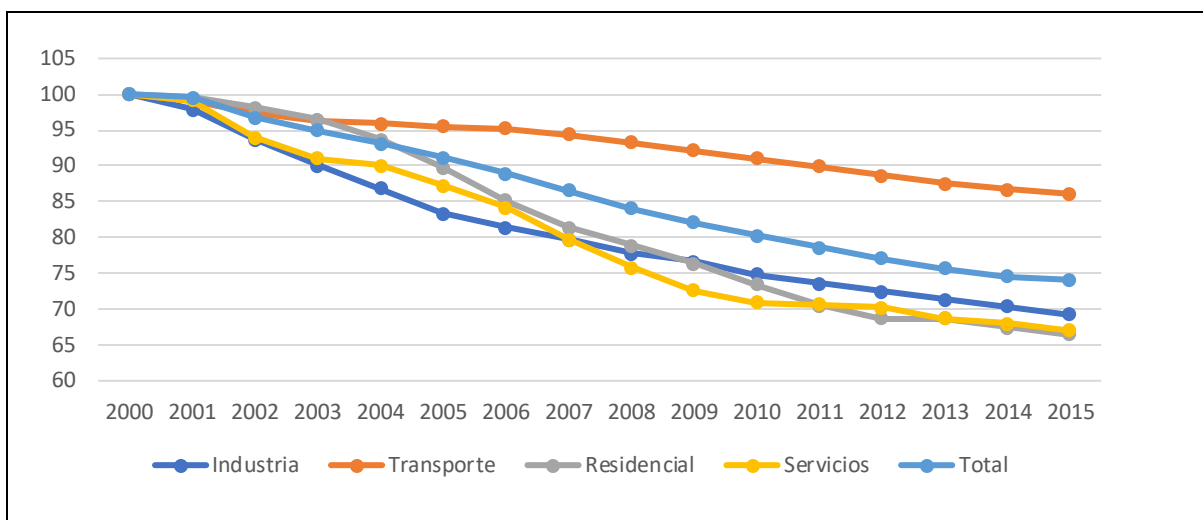
Sin embargo, la industria es un sector complejo para transformar, pues hay barreras económicas y tecnológicas, corriéndose el riesgo de perder muchos puestos de trabajo. En este caso, además, el grado de electrificación es distinto entre sectores pudiéndose emplear la captura, el uso y el almacenamiento de carbono como instrumento para descarbonizar la industria (Staffell, Jansen, Chase, Lewis, & Cotton, 2018).

La eficiencia energética para consumidores finales ha mejorado alrededor de un 26 % entre los años 2000 y 2015 (Enerdata, 2020), lo que es equivalente a una media anual de 1,7 %. Las mejoras que se han ido incorporando han sido en todos los sectores del residencial, servicios, industria hasta el transporte. En cuanto al residencial, los servicios y la industria han mejorado con poca variabilidad durante el periodo, con una media anual del 2,3 %, 2,2 % y 2,2 % respectivamente. En cuanto al transporte, la trayectoria ha sido menos destacable ya que la mejora ha sido del 0,9 % como promedio anual.

En edificios, existen importantes diferencias por naciones que plantean problemas de pobreza energética, más en el norte que en el sur (Staffell, Jansen, Chase, Lewis, & Cotton, 2018). En 2015 la calefacción de espacios contabilizó el 69 % del consumo del sector, acompañado de aplicaciones eléctricas 16 %, calentamiento del agua, 12 % y cocina, 2 %. El uso de energía residencial ha disminuido en un 24 % desde el año 2000. Durante el periodo de 2000 y 2015, el consumo energético para calentar agua disminuyó en un 49 %, la cocina en un 43 % y las aplicaciones eléctricas en un 13 %. Estas cifras han sido consecuencia de la mejora en el aislamiento, actualizaciones del sistema de calefacción, y aplicaciones eléctricas y de gas más eficientes (Enerdata, 2020).

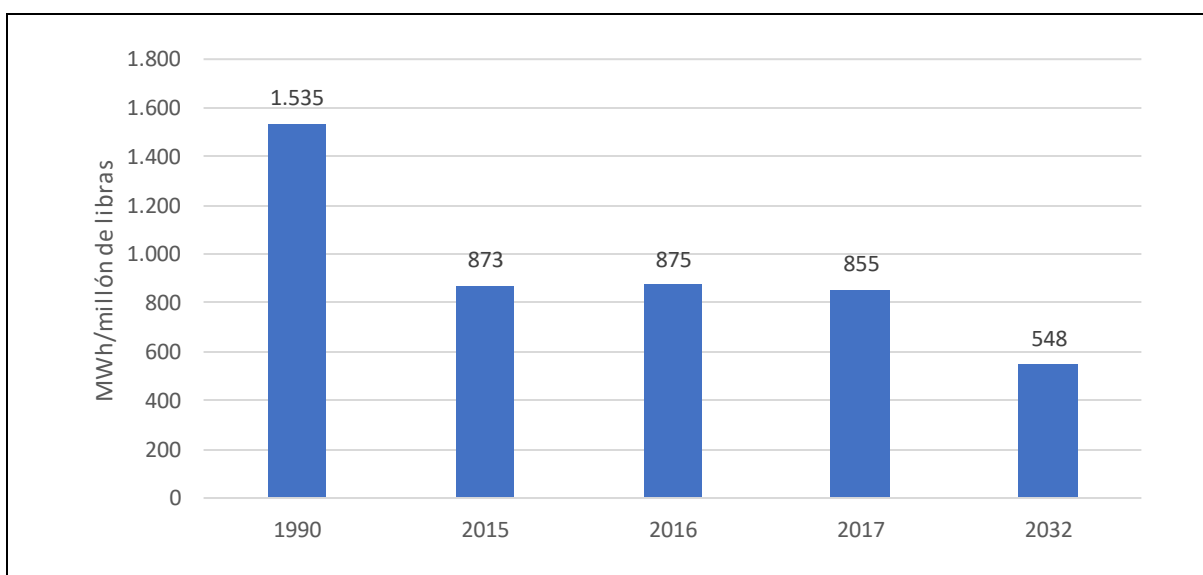
Si bien en iluminación y aparatos domésticos se ha avanzado en la electrificación, todavía no se ha avanzado en el desarrollo suficiente de sistemas de calefacción bajos en carbono ni en bombas de calor. Sin embargo, sí se ha avanzado en la certificación de eficiencia energética de edificios. A diferencia de los edificios de viviendas, los comerciales tienen diferentes necesidades energéticas y su principal consumo se debe a sistemas de aire acondicionado (ventilación) y de calefacción (Staffell, Jansen, Chase, Lewis, & Cotton, 2018).

Si bien la crisis financiera y la recesión posterior afectaron al Reino Unido entre los años 2007-2009, el impacto en la reducción de consumo no parece que haya sido significativo.

Gráfico 34. Índice de eficiencia energética técnica

Fuente: (Enerdata, 2020).

En relación con el PIB, la intensidad de consumo de energía final, prácticamente se ha dividido por la mitad desde 1990 y se aspira a que en 2032 se haya dividido casi por tres.

Gráfico 35. Evolución de la intensidad energética en función del PIB (en consumo final)

Fuente: (GOV.UK, 2019r).

En la reducción del consumo energético doméstico, los proveedores de energía tienen la obligación de promover medidas de eficiencia energética entre sus consumidores a través de "*Energy Companies Obligation*" (ECO), un programa que fue introducido por el Gobierno del Reino Unido a comienzos de 2013 y cuyo objetivo es que los consumidores domésticos sean más eficientes en términos energéticos, reduzcan su factura y mejoren además su nivel de bienestar (Energy UK, 2020), (Enerdata, 2020).

Este programa, cuya última versión es de 2018 y estará vigente hasta 2022, crea una obligación legal sobre los proveedores para mejorar la eficiencia energética de los hogares y ofrece soporte para medidas de aislamiento y calefacción para hogares vulnerables y con ingresos bajos. Se diferencian dos objetivos:

1. *The Carbon Emissions Reduction Obligation* (CERO): se enfoca en promover hogares "difíciles de tratar",

2. *The Home Heating Cost Reduction Obligation* (HHCRO): se enfoca en promover medidas para mejorar la calefacción en los hogares de ingresos bajos y vulnerables.

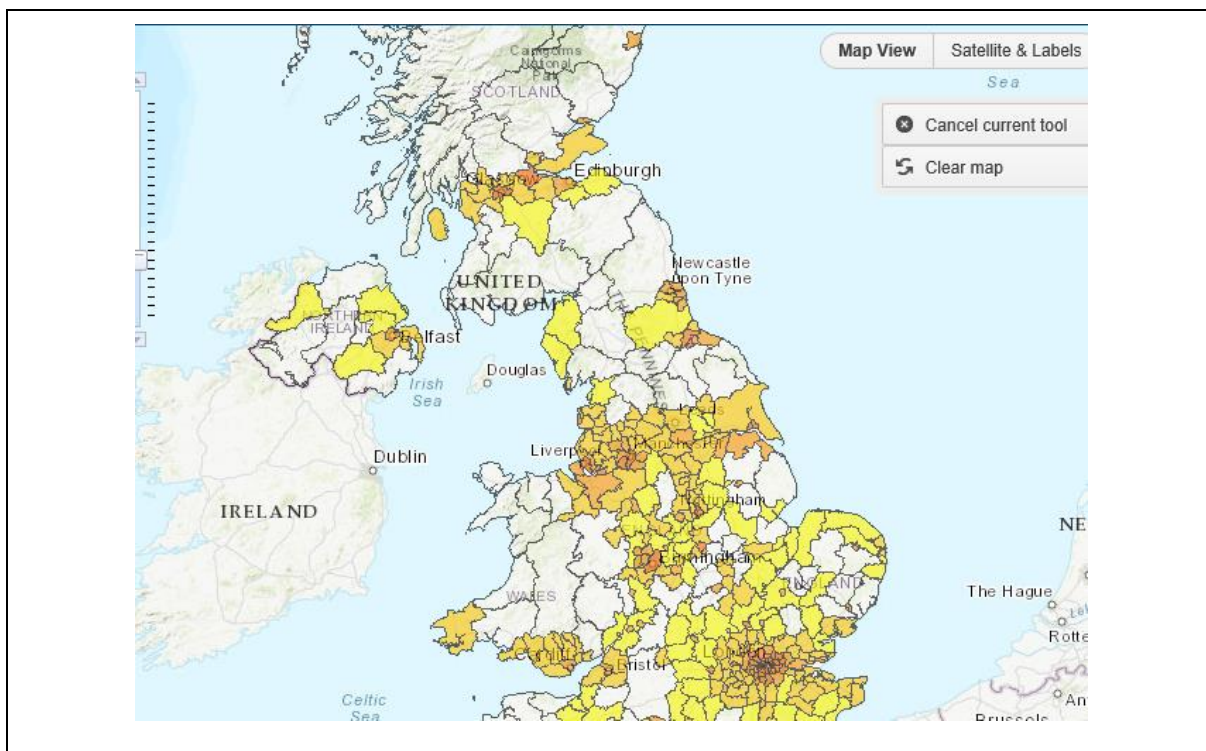
Otra medida transversal de mejora de la eficiencia energética es el esquema de Energy Savings Opportunity Scheme (ESOS). Este esquema obligatorio se deriva del artículo 8 de la Directiva de eficiencia energética y requiere que se implementen auditorías energéticas para “grandes empresas”. Estas auditorías se realizan sobre la energía utilizada en edificios, procesos industriales y transporte para identificar medidas de ahorro energético rentables (Enerdata, 2020).

La cogeneración

En el ámbito industrial, puede destacarse el apoyo que tiene la industria británica para el desarrollo de la cogeneración, que cuenta con una potencia eléctrica instalada de 29.402 GW (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2020a). En 2012 generó aproximadamente el 6,4 % de la electricidad consumida en el país.

Dicho apoyo se materializa en una serie de incentivos de carácter fiscal y financiero. Esta ayuda es adicional al valor que obtienen los promotores de la cogeneración por el calor y la electricidad generada. Teniendo en cuenta las competencias transferidas, puede haber diferencias en el trato que se le da a la cogeneración en Escocia, Gales e Irlanda del Norte.

Mapa 7. Mapa de desarrollo de la cogeneración en Reino Unido



Fuente: (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2020b).

En primer lugar, la cogeneración cuenta con una exención al pago del impuesto sobre el cambio climático³⁸. Para ello, las instalaciones de cogeneración han tenido que obtener un certificado de exención de la Secretaría de Estado por tratarse de una instalación de alta eficiencia (GOV.UK, 2019d). Este tipo de instalaciones también cuenta con una exención al precio suelo del carbono, desde 2015 por el consumo de combustibles fósiles que realizan cuando generan electricidad de alta calidad para autoconsumo o uso en el emplazamiento. De igual manera, pueden reclamar un reembolso del impuesto de hidrocarburos sobre el petróleo empleado en generar electricidad (suponiendo que cumplen con un umbral de eficiencia energética del 20 %, de lo contrario, esta exención se reduce).

Por otra parte, también se permite que aquellas empresas que inviertan en cogeneración de alta eficiencia puedan deducir la inversión realizada de las ganancias obtenidas, en el periodo en que se realice la citada inversión. A este esquema se le denomina *Enhanced Capital Allowances* y es aplicable tanto en el caso del impuesto de sociedades como en el impuesto sobre la renta de las personas físicas.

Aunque ya no son de aplicación a nuevas instalaciones de cogeneración, esta también se beneficiaba del esquema de obligaciones de renovables (*Renewables Obligation*, RO). Este esquema apoyaba la penetración de renovables. Entraron en vigor en Inglaterra y Gales en 2002, y en Escocia e Irlanda del Norte en 2005. Este esquema establecía la obligación de que los suministradores de electricidad garantizaran una cantidad creciente de electricidad de origen renovable. Así, cada MW de electricidad de origen renovable recibía un certificado de origen. En 2009 se incluyó la cogeneración de alta eficiencia que empleara únicamente biomasa y residuos.

En noviembre de 2011, el Gobierno británico también lanzó el programa *Renewable Heat Incentive* (incentivo al calor renovable) con el objetivo de promover tecnologías de calor renovable para usos tanto domésticos como industriales. En este caso, las principales instalaciones que reciben el incentivo son aquellas suministradas con biomasa y biometano. También la cogeneración con biomasa y con residuos puede beneficiarse de las condiciones que ofrecen los contratos por diferencias³⁹.

En el caso de las *feed-in-tariffs*, la única tecnología renovable de cogeneración, que apoyaba este esquema que desde abril de 2019 no admite nuevos beneficiarios, salvo excepciones; era la digestión anaeróbica (excepto el gas de alcantarillado). El gas de alcantarillado, la biomasa sólida y el gas de vertedero se consideraba que estaban suficientemente apoyados por el esquema de los certificados de obligaciones de renovables.

³⁸ Impuesto introducido en 2001 y que carga la mayor parte de los suministros de energía no domésticos, con el fin de promover la mejora de la eficiencia energética y de las inversiones en equipamiento que promuevan el ahorro energético y, por ello, la reducción de las emisiones de GEI.

³⁹ Para más información ver 6.3.1.

4. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

4.1. Emisiones de gases de efecto invernadero

Como ya se ha indicado, la preocupación por la protección del medio ambiente en el Reino Unido es antigua. De hecho, los científicos británicos desempeñaron un papel temprano en los estudios sobre el cambio climático. Así la concienciación británica, en noviembre de 1989, Margaret Thatcher ante la Asamblea General de Naciones Unidas ya dijo *"What we are now doing to the world, by degrading the land surfaces, by polluting the waters and by adding greenhouse gases to the air at an unprecedented rate—all this is new in the experience of the earth. It is mankind and his activities which are changing the environment of our planet in damaging and dangerous ways"* (Thatcher, 1989).

Fruto de esta preocupación, en 1990 se publicó un Libro Blanco titulado "The Common Inheritance" o "la herencia común", que, a falta de plantear medidas concretas, ya señaló la necesidad de la lucha contra el cambio climático por medio de la política energética. Esta mentalidad se fue transmitiendo en los Gobiernos sucesivos, que han ido aumentando la ambición de sus objetivos, incluidos los compromisos internacionales, y medidas (Lescoeur, 2017).

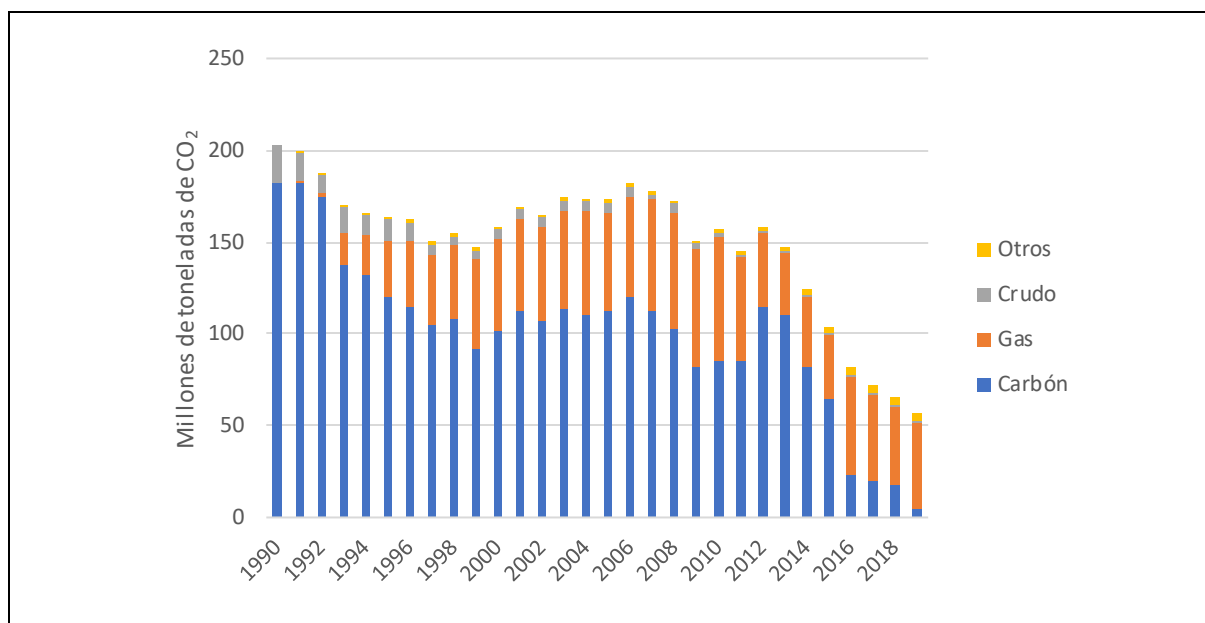
En 2003, tras la ratificación del Protocolo de Kyoto en 2002, se publicó un nuevo Libro Blanco, titulado esta vez "Our Energy Future-Creating a low carbon economy" o "Nuestro futuro energético- creando una economía baja en carbono", que puso de manifiesto que la preocupación con la que se había iniciado el nuevo siglo no era únicamente la seguridad de suministro, sino también la lucha contra el cambio climático y la eficiencia al servicio de los consumidores.

Fruto de los compromisos que adoptó el Reino Unido como consecuencia de la aprobación de la Ley de cambio climático de 2008⁴⁰, de reducir las emisiones de GEI en un 80 % para 2050, respecto a las emisiones de 1990, el Gobierno se vio en la necesidad de cumplir el primer presupuesto de carbono (*carbon budget*).

Como ya se ha comentado, el Comité de cambio climático, es la autoridad independiente encargada de aconsejar al Gobierno sobre la puesta en marcha de programas de adaptación al cambio climático, que exige la realización de análisis coste-beneficio. Los primeros presupuestos de carbono se adoptaron entonces y el último, de julio de 2016, resulta de aplicación para el período 2028-2032.

Tal y como se puede observar en la siguiente tabla, el mayor recorte de emisiones se produjo en la gestión de residuos, sin embargo, en términos absolutos se encuentra en la generación eléctrica, donde como ya se ha visto la sustitución de centrales térmicas de carbón por centrales de ciclo combinado de gas ha permitido avanzar en la descarbonización del sector.

⁴⁰ El Reino Unido fue, en 2008, el primer país en establecer una estrategia de reducción de emisiones (Climate Change Act) (HM Government, 2017a).

Gráfico 36. Evolución de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico en el Reino Unido

Nota: por nación británica, Gales es donde mayor es el nivel de emisiones de CO₂ por kWh, seguida de Inglaterra y Escocia con el menor nivel de emisiones de CO₂ por kWh (API, 2020).

Fuente: elaboración propia a partir de (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2020c).

Además, la reducción de los precios de las renovables como consecuencia de las políticas introducidas, han llevado desde 2008 a una caída del precio de los paneles solares en un 80 % y en un 50 % de la eólica *onshore*, que ha promovido el desarrollo de las fuentes de generación renovables en el país. Por su parte, la situación del transporte requiere de regulaciones más estrictas (HM Government, 2017a).

Tabla 17. Evolución de las emisiones de GEI por sector (1990-2015)

Sector	Millones de toneladas de CO ₂ eq			Variación
	1990	2018 (p)	Variación	
Suministro de energía	242,1	98,3	-143,8	-59,4%
<i>Generación eléctrica</i>	203,0	65,2	-137,8	-67,9%
<i>Otros</i>	39,1	33,1	-6,0	-15,5%
Negocios	111,9	65,9	-46,1	-41,1%
Transporte	125,4	121,4	-4,0	-3,2%
Sector público	13,4	8,1	-5,3	-39,3%
Residencial	78,3	65,9	-12,3	-15,8%
Agricultura	6,5	5,6	-0,9	-14,2%
Procesos industriales	19,4	10,0	-9,4	-48,4%
Gestión de residuos	1,3	0,3	-1,0	-80,1%
Uso de la tierra, cambio en el uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS, LULUCF)	-2,0	-11,3	-9,3	467,3%
Total CO ₂	596,3	364,1	-232,2	-38,9%
Otros gases de efecto invernadero	198,0	84,4	-113,6	-57,4%
Total GEI	794,4	448,5	-345,8	-43,5%

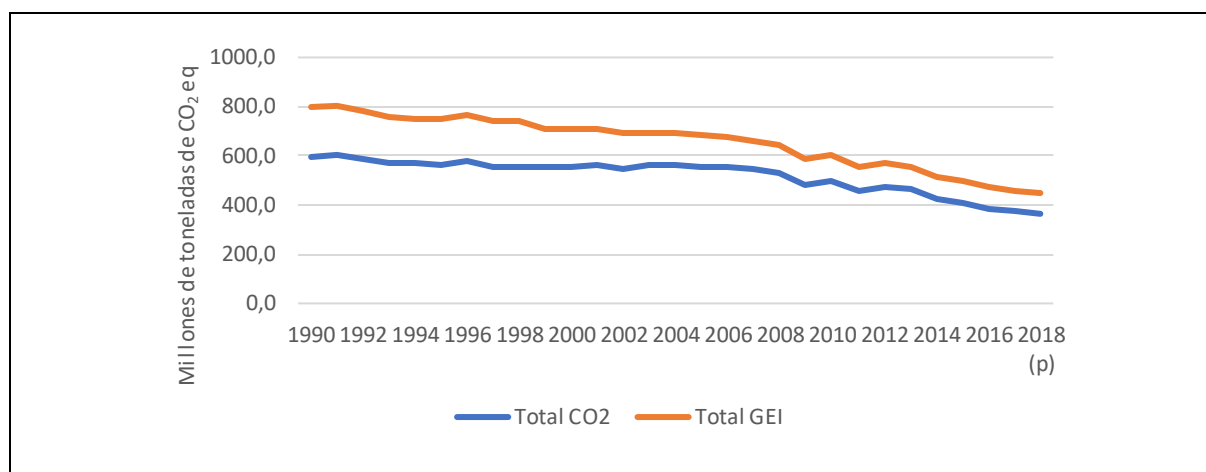
Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019p).

En 2011, como se ha comentado, se estableció un precio suelo del carbono (*Carbone Price Floor*), un precio mínimo que partiendo de las 16 £/tonelada en 2013 debía aumentar progresivamente hasta las 70 £ en 2030. De esta manera, en 2020 el precio debería rondar las 30 £/tonelada. Este precio se introdujo en un momento,

en el que el RCDE-UE daba como valor del precio del carbono una cifra de 10 €/tonelada, debido a la crisis económica y al desarrollo de renovables del continente. El objetivo de esta medida era que la generación eléctrica mediante carbón no resultara más económica que la del gas y llegara a sustituir a este combustible, tal y como llegó a suceder en el continente.

Como resultado, el Reino Unido, logró la reducción de sus emisiones de GEI, en gran parte, como consecuencia de la reducción del papel del carbón en la economía del país, adoptada inicialmente por los Gobiernos de Margaret Thatcher, independientemente de cuáles fueran las razones que impulsaron ese cambio. Además, esta reducción se aceleró después de 2008 como consecuencia de la crisis económica, aunque se ha mantenido tras la recuperación.

Gráfico 37. Emisiones de gases de efecto invernadero entre 1990 y 2018



Nota: los datos de 2018 son provisionales.

Fuente: elaboración propia a partir de (GOV.UK, 2019p).

Además, la Ley de la energía (Energy Act) de 2013 estableció un límite a las emisiones de las centrales de generación eléctrica de 450 gramos de CO₂/kWh, lo que eliminó al carbón que no tuviera equipos de captura y almacenamiento de CO₂⁴¹.

Los resultados de la transición energética en términos de emisiones son muy satisfactorios por el momento, en gran parte debido a que se trata de una economía de servicios. En 2014, se emitían menos de 7,3 toneladas de CO₂ por habitante, 236 toneladas/M€, con una intensidad energética de 92 tep⁴²/M€⁴³. Se considera, además, que el país ha sido capaz de cumplir con los objetivos de descarbonización de 2020 y se espera que pueda también cumplirlos a 2030. Todo esto, además, se habría conseguido sin perjudicar la posición económica del país.

Más complicada es la situación a 2050. De hecho, existen dudas de que el país pueda cumplir con los presupuestos de 2023-2027 y de 2028-2032. Así, en un inicio se había planteado como objetivo la descarbonización de la electricidad, con el fin de que luego se procediera a la electrificación de la calefacción

⁴¹ Para información sobre factores de emisión por fuente energética ver (GOV.UK, 2019t).

⁴² Toneladas equivalentes de petróleo.

⁴³ Estos parámetros para Alemania en 2014 eran 10,1; 298 y 106 respectivamente. Además, se estima que se consiguió a un precio inferior.

y del transporte, en la actualidad no parece que esto vaya a ser tan sencillo de llevar a la práctica (Keay & Robinson, 2017a).

4.1.1. Monitorización de otros gases de efecto invernadero⁴⁴

Las previsiones de emisiones sirven como herramienta de monitorización del proceso de reducción de las mismas y de detección de fuentes de emisión que requieren de medidas adicionales. Así, de acuerdo con el mecanismo regulatorio de monitorización de la UE y de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), los países deben, de manera bienal, reportar la situación de sus emisiones de GEI.

En el Reino Unido, en el ámbito industrial, resultan relevantes los gases fluorados (HFCs, PFCs, SF₆ y NF₃), que también tienen cierto peso en el sector residencial. En comparación con 1990, las emisiones de HFC fueron un 5 % mayores en 2016, por el aumento de las instalaciones de refrigeración y de aire acondicionado, así como porque se está empleando como gas de reemplazo de los CFCs (debido al protocolo de Montreal).

Otros gases objeto de preocupación son el CH₄ (metano) y el N₂O (óxido de nitrógeno IV). Las segundas se asocian a la producción de ácido nítrico y ácido adípico. Sin embargo, teniendo en cuenta el cierre de algunas plantas y la adaptación de a las nuevas tecnologías, las emisiones han disminuido desde los niveles de 1990.

De hecho, en los últimos años, las maquinarias industriales y las anestésias han sido las principales fuentes de emisiones de CH₄ y N₂O en los procesos industriales, al igual que en los sectores empresariales y residenciales.

En el ámbito energético, las principales emisiones son las conocidas como emisiones fugitivas, por ejemplo, debido a fugas sobre todo de metano. Estas emisiones son el resultado de las fugas de gas natural, minas en operación o cerradas de carbón y en la transformación de combustibles fósiles.

Las fugas en la red de distribución del gas, son la mayor parte de las emisiones fugitivas fuera del sector de la agricultura y de los residuos suponiendo alrededor del 7 % de todas las emisiones de CH₄ en 2016. Las emisiones de metano de las minas de carbón y su manipulación constituyen un 1 %. Las emisiones en el sector energético (sin considerar las de dióxido de carbono), fueron de 29 MtCO₂e menores en 2016 que en 1990, básicamente por la mejora de la distribución del gas y la disminución de la actividad de la minería.

Las emisiones relacionadas con los residuos son fundamentalmente metano, procedente de los vertederos. En 2016, supusieron el 16 % de las emisiones (sin contar las de dióxido de carbono). También son relevantes las emisiones de metano y de N₂O relacionadas con la depuración de aguas y compostaje no doméstico. También hay contribuciones menores de los procesos de tratamiento biológico de las aguas residuales (BWT) y de las plantas de incineración de residuos sin recuperación energética.

En todo caso, las emisiones de vertederos en 2016 fueron aproximadamente un 76 % inferiores, tras la introducción de la Directiva de 1999 relativa al vertido de residuos. Las emisiones procedentes de la depuración de aguas han sido prácticamente constantes desde el año 2000. Sin embargo, las emisiones de los procesos de BWT se han incrementado desde 1990 y el compostaje se lleva el mayor porcentaje en comparación con la digestión anaeróbica y el tratamiento mecánico biológico.

⁴⁴ La principal fuente de información de este apartado es (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019b).

Las emisiones de la agricultura son el resultado de la fermentación entérica del ganado, la gestión del estiércol y de terrenos agrícolas, así como los fertilizantes (CH_4 y N_2O). Estos dos gases también influyen en la gestión del estiércol, representando una fuente de emisiones significativa. Las emisiones de agricultura fueron estables durante la década de los noventa, comenzando una senda de descenso desde entonces.

El N_2O , representa el 84 % de las emisiones del transporte que no tienen que ver con las de CO_2 . Estas emisiones han ido reduciéndose desde mediados de los noventa, pero han incrementado en la última década (a partir de 2010). Esto tiene relación con la tendencia ascendente de las emisiones del diésel. Por su parte, las emisiones de metano en el transporte han ido reduciéndose desde 1990, por las medidas de estandarización de emisiones que ha adoptado Europa.

Antes de terminar este apartado, se debe hacer un inciso sobre un tema relativo a la monitorización. En 2019, el Comité de cambio climático advirtió al Gobierno de que contar todas las emisiones suponía la necesidad de tener en cuenta el impacto de las importaciones en términos de emisiones de GEI y eliminar el impacto de las exportaciones (enfoque de consumo)⁴⁵. De esta manera, las emisiones totales del Reino Unido serían un 70 % superiores que las que figuran en los informes habituales.

Esto se debe a que tal y como se considera en la actualidad, solo se tienen en cuenta las emisiones generadas en el territorio. Así, dado que la estructura económica del país muestra un mayor peso del sector servicios, las importaciones son prácticamente el triple que las exportaciones. Si se considera que la producción y el transporte de los bienes importados son consecuencia directa de los hábitos de consumo de Reino Unido, bajo el esquema actual, no se estarían contabilizando estas emisiones, dado que suceden fuera de las fronteras del país.

Ante esta situación, el Comité considera que, si bien en la actualidad hay que instar a la industria nacional a reducir las emisiones, en un futuro, sería necesario llegar a acuerdos internacionales sectoriales que promocionen dicha reducción en los países de origen de las importaciones o emplear ajustes arancelarios fronterizos a dichos productos (Committee on Climate Change, 2019b).

4.2. Emisiones de gases contaminantes

La mejora de la calidad del aire es una preocupación del Reino Unido desde mediados del pasado siglo. De hecho, la normativa propia, europea e internacional han apoyado la reducción de los niveles de contaminación en el país. La Ley de aire limpio de los años cincuenta del pasado siglo (*Clean Air Act*), impulsó la desaparición del *smog* ocasionado fundamentalmente por el empleo de carbón en los hogares y en la industria. Entre 1990 y 2017, se estima que las emisiones de óxidos de nitrógeno se redujeron un 70 % y las emisiones de partículas en suspensión PM_{10} un 55 %.

En 1995, la Ley de medio ambiente (*Environment Act*) planteó la necesidad de publicar una Estrategia Nacional de Calidad del Aire (*National Air Quality Strategy*). La Estrategia de Calidad del Aire para Inglaterra, Escocia, Gales e Irlanda del Norte se publicó en marzo de 1997, entre cuyos objetivos se encontraban:

- Trazar una política de calidad del aire a medio plazo,
- Ofrecer la mejor protección a la salud humana estableciendo objetivos para los contaminantes del aire,

⁴⁵ Para más información ver (Larrea Basterra & Álvaro Hermana, 2020), documento pendiente de publicar.

- Contribuir a la protección del medio ambiente natural mediante objetivos de protección de la vegetación y los ecosistemas,
- Establecer los niveles actuales y futuros de contaminación del aire,
- Establecer un marco que ayude a identificar lo que se pueda hacer para mejorar la calidad del aire.

La Estrategia estableció objetivos para ocho contaminantes clave que eran al menos tan exigentes como los determinados por las Directivas comunitarias en algunos casos e incluso más. Esta Estrategia se revisó en 2007.

En mayo de 2018, el Department for Environment, Food and Rural Affairs (Defra), lanzó un documento de consulta sobre la Estrategia de Aire Limpio (*Clean Air Strategy, CAS*). Esta estrategia se publicó por el Gobierno británico en 2019. En ella se establece toda una serie de medidas necesarias para mejorar la calidad del aire. En concreto plantea cómo proteger la salud de la población, cómo proteger el medio ambiente, cómo garantizar un crecimiento e innovación seguros y limpios, la manera de reducir las emisiones en el transporte, la industria, los hogares y la agricultura y cómo monitorizar el proceso. Esta estrategia se complementa con otras tres estrategias del Gobierno británico que son: la Estrategia Industrial, la Estrategia de Crecimiento Limpio y el Plan medioambiental a 25 años.

Si bien, se ha avanzado mucho en este ámbito todavía quedan importantes retos que afrontar. De hecho, hasta ahora se han abordado las fuentes de emisiones de gran tamaño (sector industrial) y se ha progresado, pero queda pendiente enfrentar las emisiones de contaminantes procedentes de sectores difusos como el transporte, la calefacción o la agricultura (Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2019c).

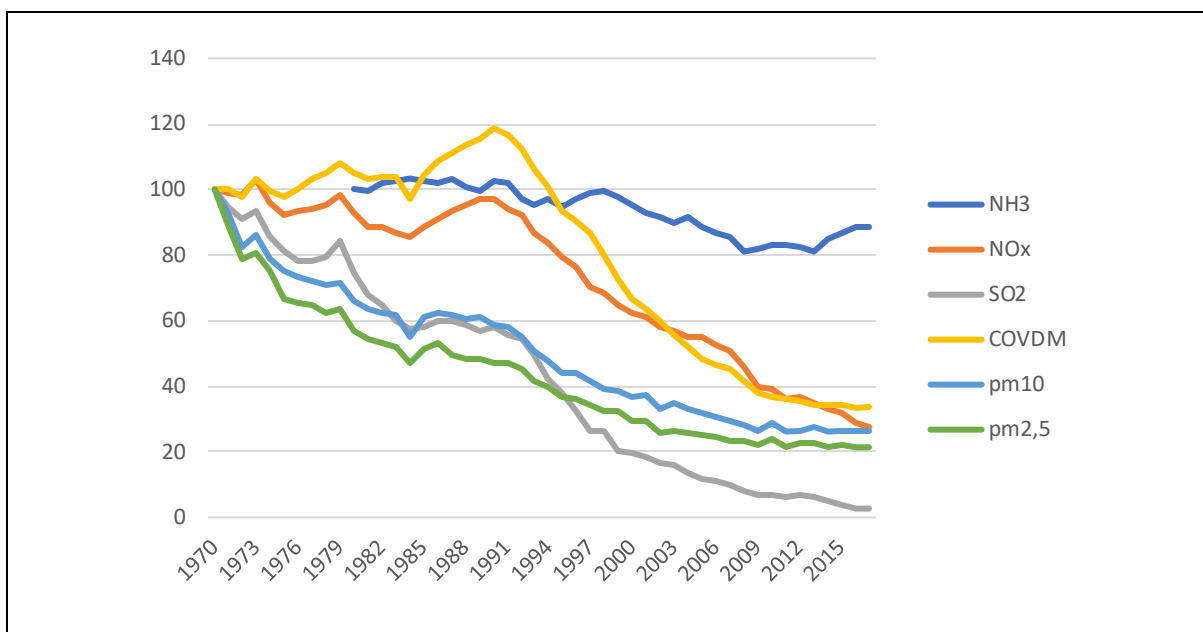
Con este fin, el Reino Unido tiene una serie de objetivos de reducción de las emisiones de determinados contaminantes para 2020 y 2030 que se recogen en la siguiente tabla.

Tabla 18. Compromisos de reducción de las emisiones de contaminantes respecto al año base 2005 (%)

	SO ₂	NO _x	COVNM	NH ₃	PM _{2.5}
2020-2029 (M):	59%	55%	32%	8%	30%
A partir de 2030 (M):	88%	73%	39%	16%	46%
Nivel de reducción en 2017 respecto a 2005	-77,9%	-49,7%	-30,2%	-0,1%	-14,9%

Fuente: elaboración propia a partir de (Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2020) y (Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2019a).

Como puede observarse, se ha avanzado en los objetivos de dióxido de azufre (SO₂), de óxidos de nitrógeno (NO_x) y de compuestos orgánicos volátiles no metano (COVNM). Sin embargo, se está bastante lejos de cumplir los objetivos de emisiones de amoníaco (NH₃) y de partículas (PM_{2.5}). No obstante, cumple en la actualidad con los objetivos establecidos en el Protocolo de Gotemburgo de 1999.

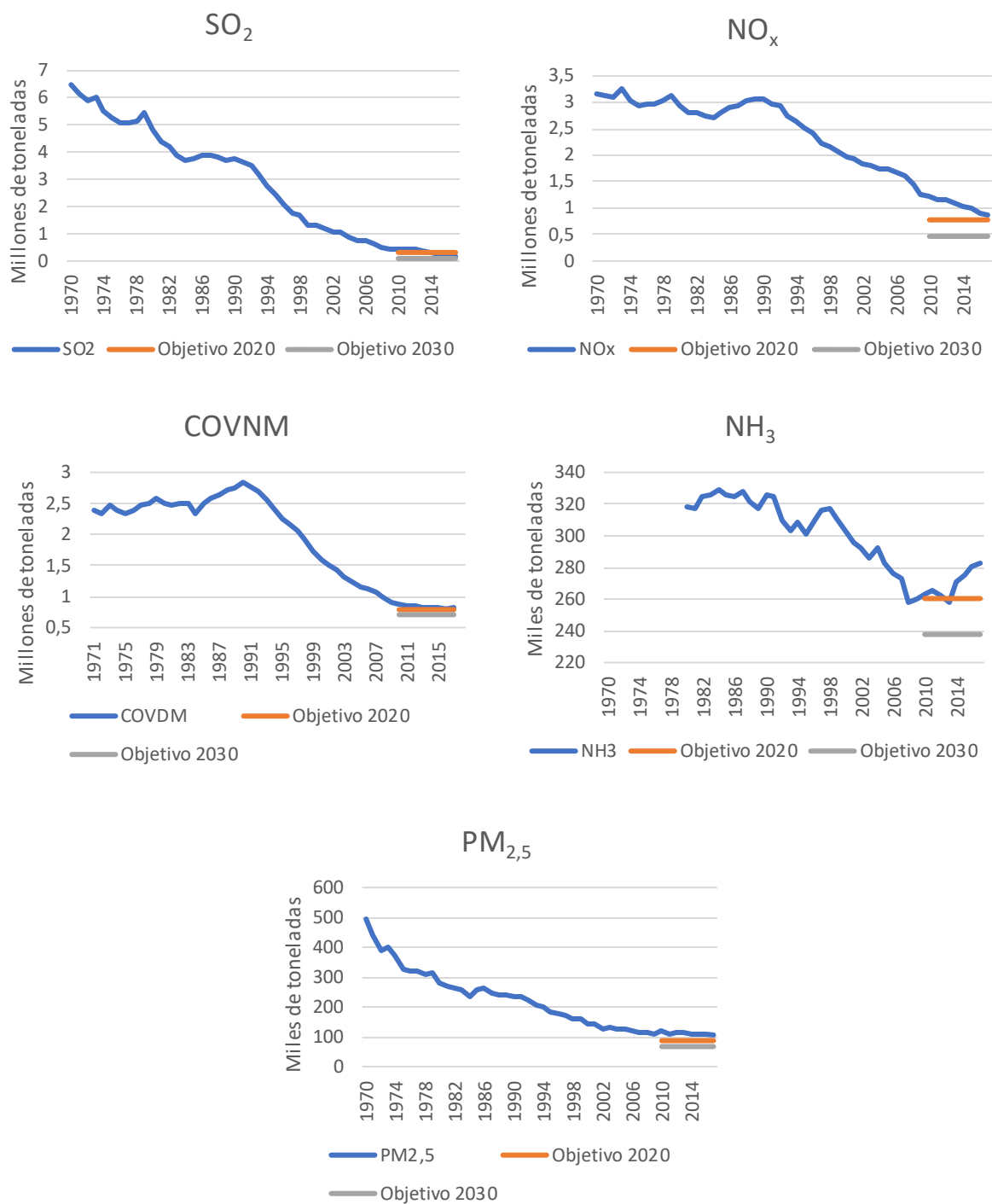
Gráfico 38. Evolución de las emisiones de contaminantes en Reino Unido (índice, año base = 1970)

Fuente: elaboración propia a partir de (Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2020).

Detrás de la caída de las emisiones de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno se encuentra, principalmente, el cierre de las centrales de generación eléctrica con carbón. De hecho, también la instalación de equipamiento de desulfuración en determinadas industrias ha permitido reducir en mayor cuantía estas emisiones. En el caso de los óxidos de nitrógeno el transporte por carretera presionó al alza estas emisiones, sin embargo, los desarrollos tecnológicos y la normativa comunitaria de los años noventa permitieron controlar este aumento.

Por su parte, las emisiones de los compuestos orgánicos volátiles no metano se deben ante todo a las emisiones fugitivas, seguido del uso de disolventes domésticos. La reducción de las emisiones debida a la industria extractiva y del refino, aunque menos relevante, también ha permitido avanzar en la senda de la disminución.

La evolución de las emisiones de partículas se encuentra en Reino Unido asociada, en gran medida, al empleo de biomasa en los hogares (36 % de las emisiones de PM_{2,5} en 2017). Por su parte, la agricultura es la principal fuente de emisiones de amoníaco (87 % en 2017) (Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2019b).

Gráfico 39. Evolución de las emisiones de contaminantes y objetivos a 2020 y 2030

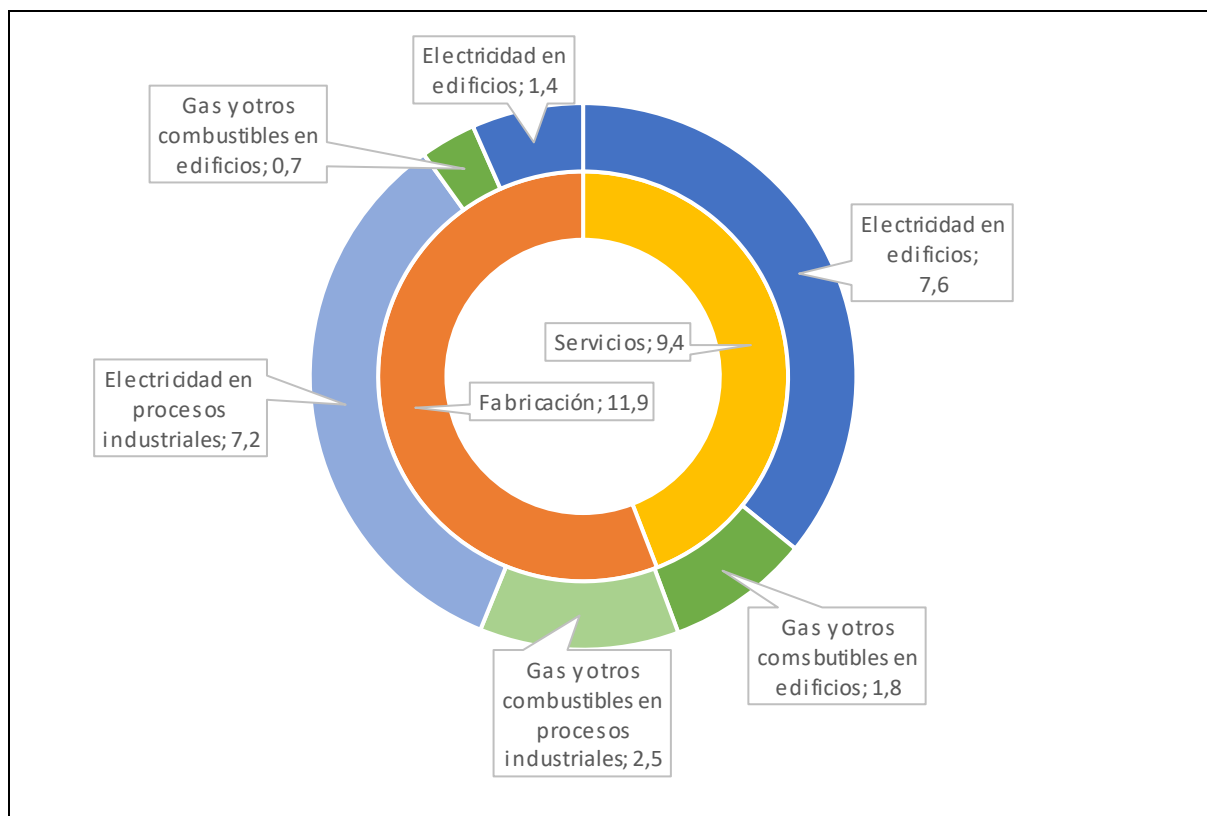
Fuente: elaboración propia a partir de (Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2020).

5. PRECIOS DE LA ENERGÍA

Una de las grandes preocupaciones de los procesos de transición energética, más allá de la seguridad de suministro y de la protección del medio ambiente, se encuentra en la minimización del coste de la energía para los consumidores finales y, en especial, los domésticos.

En 2015, el importe total del gasto en energía ascendió a 21 billones de libras, que se repartieron entre Industria y servicios en un 55,2 % y un 44,8 % respectivamente. El 77,1 % se gastó en electricidad y el resto en gas y otros combustibles.

Gráfico 40. Gasto en energía por uso y combustible en billones de libras (2015, precios de 2016)



Fuente: traducido de (HM Government, 2017a).

Un elemento clave de esta preocupación empujó a que, en los años ochenta, el consumo doméstico de gas y electricidad estuviera exento del pago del IVA, al igual que la alimentación, no siendo hasta 1994 que se introdujo, tras grandes debates, pero con un tipo reducido.

Además, la reforma del sector eléctrico permitió la eliminación de subvenciones cruzadas entre consumidores domésticos e industriales (en particular los intensivos en energía). Así, se eliminaron ventajas tarifarias que existían a favor de los consumidores industriales. Estos quedaron sujetos a los precios del *pool*, de manera que se seguía la máxima de tener un precio de la electricidad establecido por los imperativos del mercado y unas tasas e instrumentos de redistribución votadas por el Parlamento (Lescoeur, 2017).

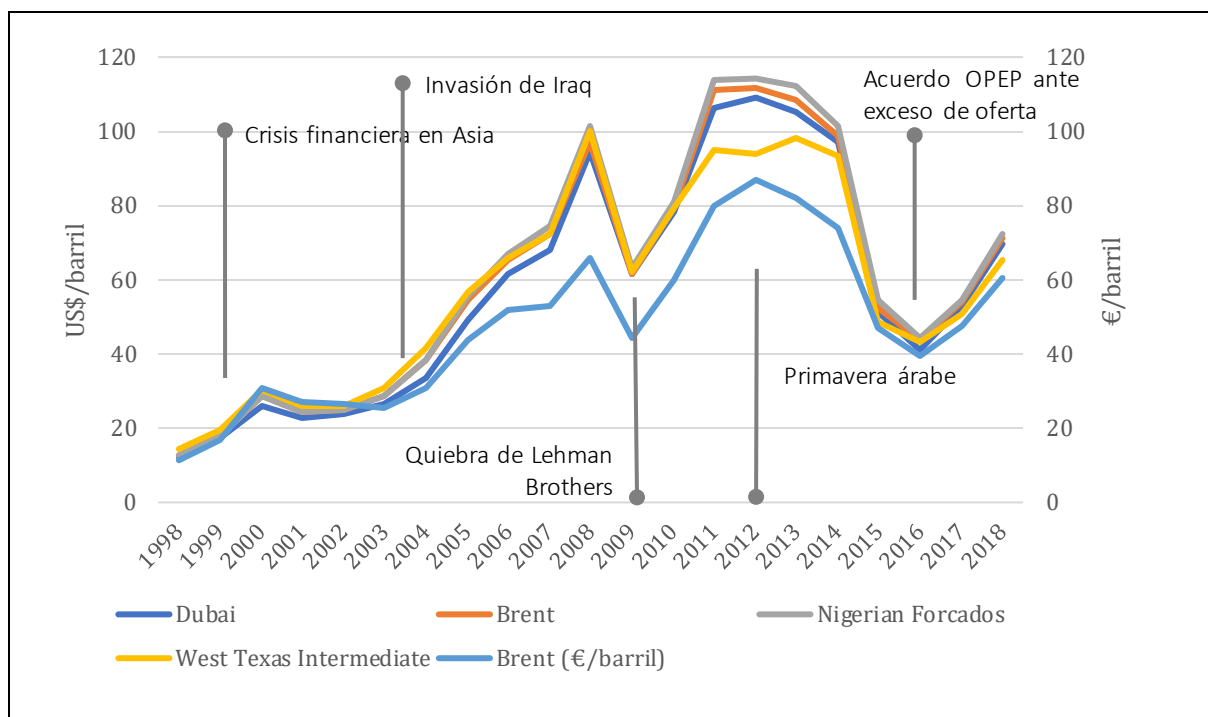
En este apartado se estudian los precios para los consumidores finales (domésticos e industriales) de las tres principales energías finales empleadas en Reino Unido en 2018: petróleo (35 %), gas natural (38 %) y electricidad (14 %) (Enerdata, 2019).

5.1. Contexto internacional de los precios de la energía

Desde el año 2000, los precios del petróleo, de la electricidad y del gas han experimentado subidas continuadas, con los altibajos y la volatilidad propios de la energía. Estos crecimientos fueron más acusados desde el año 2005 y experimentaron bruscas caídas como consecuencia de la crisis económica mundial en 2008, y posteriormente en 2015.

El siguiente gráfico muestra la evolución hasta 2018 de los precios *spot* del crudo, pudiéndose observar que, si bien se había producido un desacoplamiento de los mismos a lo largo de la primera década del s. XXI, tras una serie de sucesivos altibajos ocasionados por acontecimientos de índole tanto económica como social/política, desde 2015 se ha producido un nuevo acoplamiento de estos.

Gráfico 41. Evolución del precio *spot* del crudo



Nota: en 2014, a diferencia de los años anteriores no se atribuye una única razón que motiva un cambio brusco y sostenido en el tiempo. Por el contrario, se llegan a identificar según las fuentes cuatro o cinco motivos. El Banco Mundial identificó cuatro razones: el exceso de oferta ante el debilitamiento de la demanda, cambio en los objetivos de la OPEP, disminución de la preocupación en torno a las interrupciones de suministro por causas geopolíticas, y la apreciación del dólar estadounidense (Marzo Carpio, 2015). Por el contrario, el aumento de 2016 se debió a que por fin la OPEP volvía a actuar de manera conjunta reduciendo la producción.

Fuente: elaboración propia a partir de Platts en (Asín, Arzuaga, García, & Monasterio, 2016).

Como se muestra a continuación, la evolución del precio de los diferentes crudos ha sido similar, con dos periodos de crecimiento y uno de caída. Si bien esta caída se produjo en el período 2013-2018, ha habido años intermedios anteriores con importantes reducciones del nivel de precios, como la acontecida entre 2008 y 2009, consecuencia de la recesión económica mundial que llevó a la caída de la demanda, que no se reflejan en los datos presentados por periodos, pero que sí se observa en el gráfico anterior. En los últimos tres años, se puede apreciar una subida de los precios.

Si bien el gráfico no lo representa todavía, el crudo West Texas Intermediate cerró el año 2019 alrededor de los 60 US\$, sin embargo, desde finales de febrero de 2020 el precio se redujo de manera drástica como consecuencia del enfrentamiento entre Rusia y Arabia Saudí, y lastrado por la caída de la demanda debido a

la crisis del coronavirus-19, que han llevado el precio a cotizar en el entorno de los 20 US\$ a finales de marzo de 2020. Esta evolución se ha repetido para los otros crudos representados en el gráfico anterior.

Por niveles, puede destacarse el cambio de tendencia del West Texas Intermediate, que hasta 2010 se encontraba entre los crudos más caros. Sin embargo, en los últimos años, Nigerian Forcados se posiciona en primer lugar. La principal razón del incremento del precio desde 2016 se debe a que la OPEP recortó la producción por primera vez desde la crisis financiera mundial. Como se puede observar en el gráfico, las condiciones del mercado (fundamentalmente de caída de la demanda) habían llevado a un descenso visible de los precios del crudo, hasta el momento en que la OPEP decidió recortar de manera consensuada la producción (Raval, 2016).

Tabla 19. Evolución del precio del crudo y de su variación porcentual

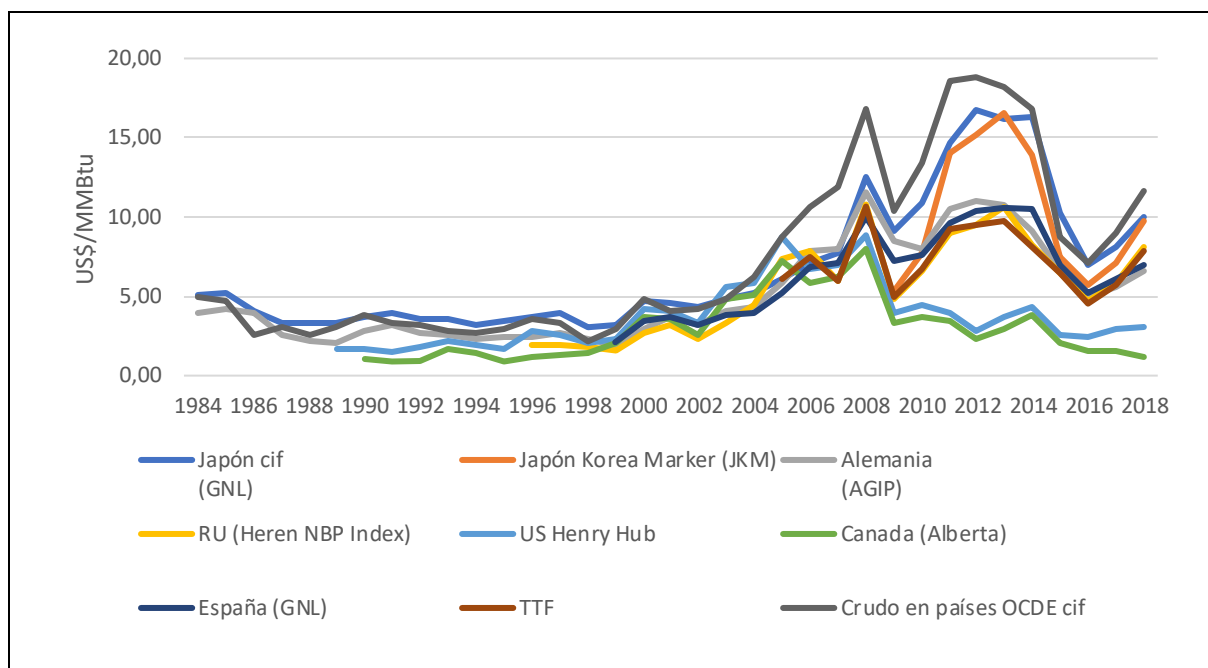
	US\$/barril			Variación porcentual			
	2000-2006	2007-2012	2013-2018	2000-2006	2007-2012	2013-2018	2000-2018
Dubai	34,9	86,2	69,6	135%	60%	-34%	165%
Brent (US\$)	37,8	89,0	71,5	129%	54%	-34%	150%
Brent (€)	33,8	65,0	58,5	68%	65%	-26%	96%
Nigerian Forcados	42,7	91,4	73,2	136%	96%	-35%	155%
West Texas Intermediate	39,7	83,8	66,6	117%	86%	-33%	115%

Fuente: elaboración propia a partir de Platts.

El gas ha seguido una pauta similar, pero, se considera que, debido a la revolución del *shale gas* y al hecho de que los mercados son más bien regionales, se puede observar a partir de 2008 una gran diferencia en los precios del Lejano Oriente y de los Estados Unidos de América; encontrándose Europa en una situación intermedia. En todo caso, en los años 2015 y 2016 se observa una cierta convergencia de los precios en todos los mercados, como sucede en el caso del crudo, aunque siguen existiendo considerables diferencias.

En lo que a los precios del gas se refiere, el importado por Alemania en términos de US\$/MMBtu, pasó de 2,91 en 2000 a un máximo de 11,60 en 2008 y al final del periodo considerado se encuentra en 5,62, habiendo aumentado en 2017 tras tres años de descensos. En España para el gas natural licuado el precio pasó de 3,39 US\$/MMBtu en 2000 al máximo de 2013 de 10,58 y a 6,14 en 2017.

Los precios en EE. UU y Canadá se desacoplaron del resto de países en 2009/2010, abriéndose un gran diferencial de nivel de precios. No obstante, en 2016 se ajustaron en gran medida, tras las sucesivas caídas del precio. En todo caso, es necesario esperar para poder adelantar si el nuevo escenario de precios en aumento vuelve a incrementar el diferencial entre Norteamérica y el resto de territorios.

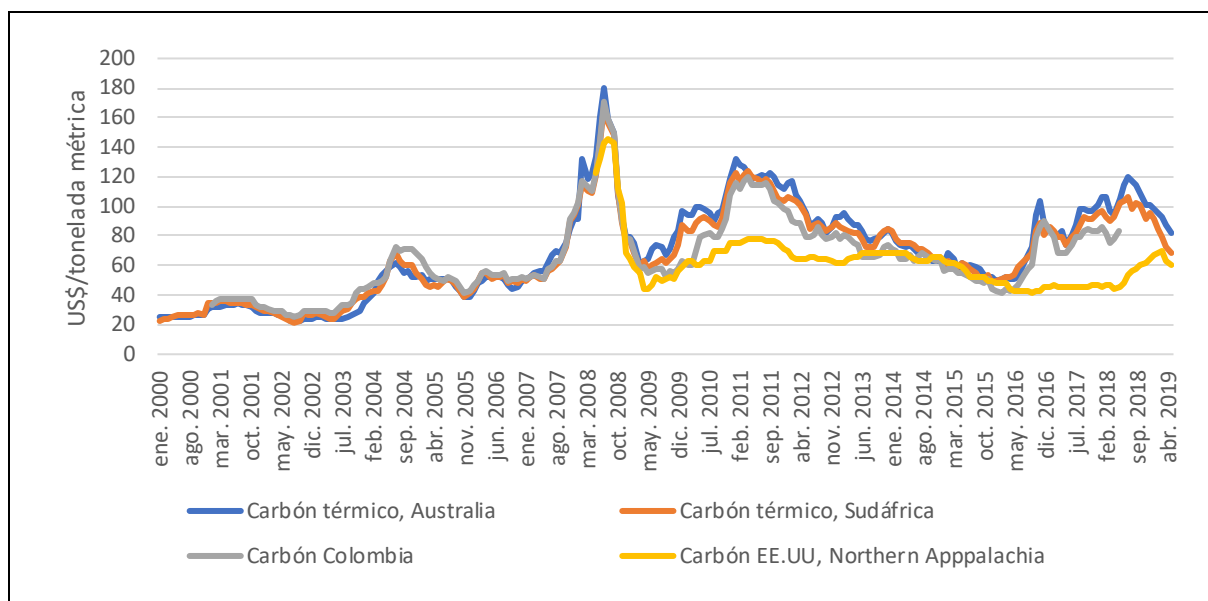
Gráfico 42. Evolución de los precios del gas

Fuente: elaboración propia a partir de Platts en BP, (EVE, 2016) Elexys y Datacomex.

En lo que al carbón se refiere, se observa que junto con el gas desempeña un papel relevante en la fijación de los precios de la electricidad en el mercado, a pesar de que Europa ha reducido su peso en el *mix* energético y prevé seguir haciéndolo. En otros territorios como en el área de Asia-Pacífico su consumo se encuentra en aumento.

Con anterioridad al año 2000, las dos fuentes de información disponibles sobre Australia y Sudáfrica no reflejaban cambios relevantes en el precio del carbón. A finales de la década de los 80 y principios de los 90, los precios rondaban entre los 30 y 40 US \$ por tonelada métrica, con una diferencia de alrededor del 20 % entre las dos regiones, siendo la australiana más cara. Sin embargo, a finales de los 90, esta diferencia se fue atenuando mientras que los precios se reducían en torno a los 20 US\$/tonelada métrica.

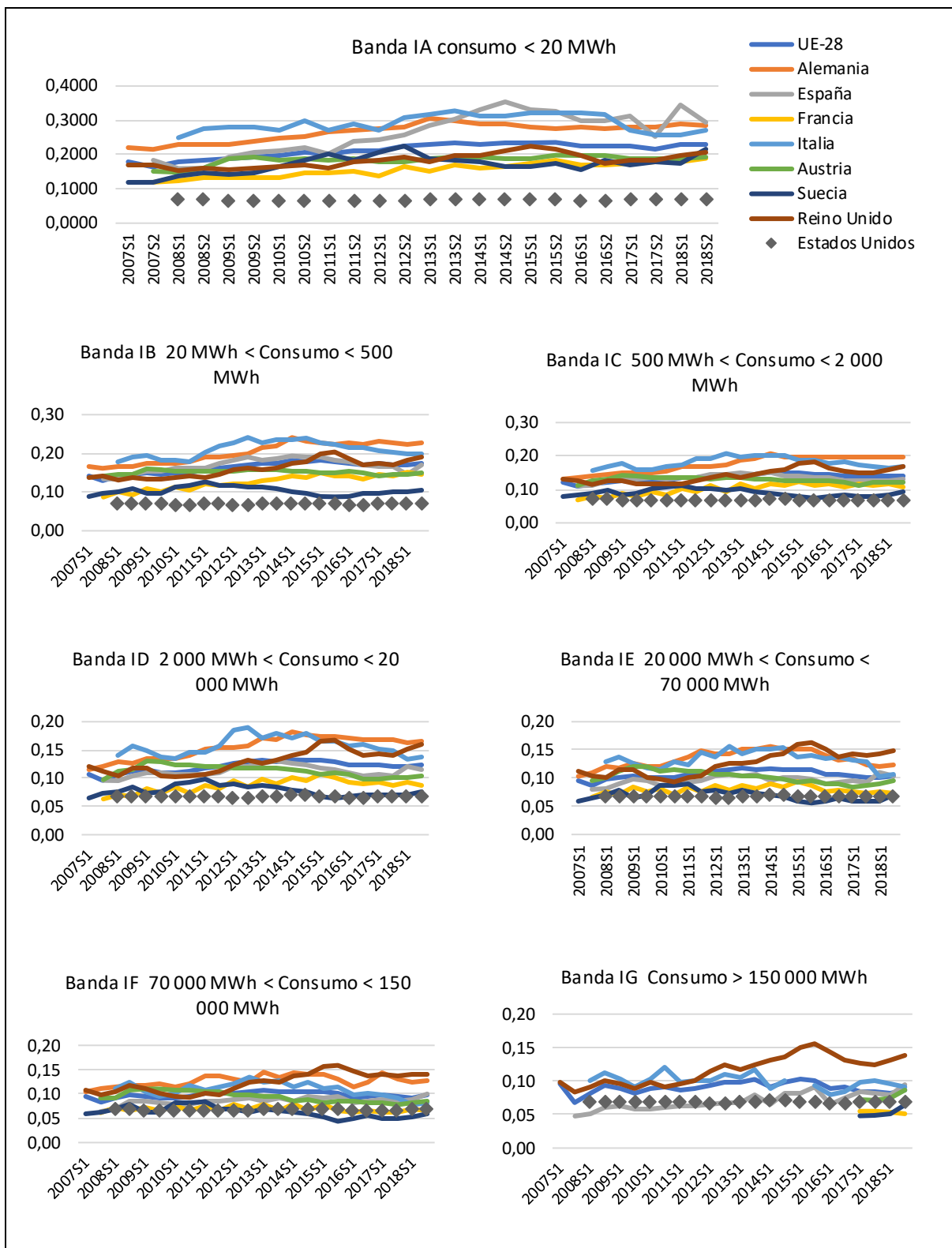
En los últimos años, el precio del carbón ha seguido una senda paralela a la del petróleo y del gas, con un importante punto de inflexión en 2008 y otro menor en 2011-2013, para seguir cayendo hasta 2016, cuando de nuevo emprendió una senda alcista.

Gráfico 43. Evolución de los precios del carbón

Fuente: elaboración propia a partir de indexmundi y EIA.

En electricidad, los precios para los consumidores industriales han obedecido más que en el gas a unos mercados fragmentados, pero de nuevo se observan crecimientos continuados en el área de la UE siendo España donde los precios finales suben más que en otros países como Francia y, en parte, como Alemania (en este caso para la industria con exenciones en el pago de primas a las renovables).

Gráfico 44. Evolución del precio de la electricidad para los consumidores industriales por nivel de consumo (€/kWh)



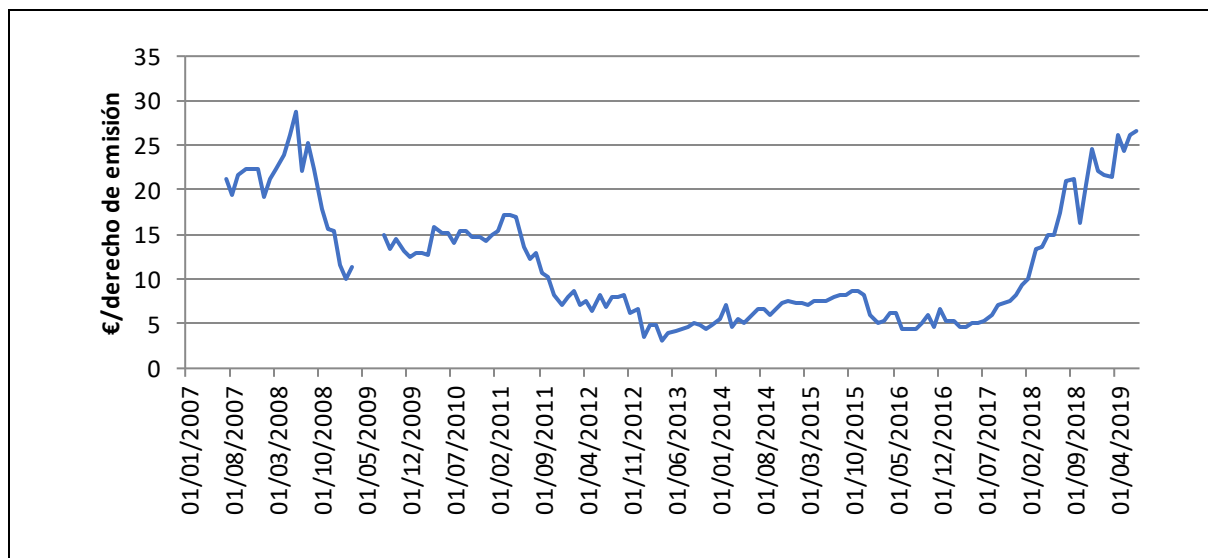
Nota 1: los precios de la electricidad para consumidores industriales de EE. UU que presenta la EIA no diferencian por niveles de consumo tal y como sucede en la UE y son precios anuales promedio de todo el país.

Nota 2: no hay datos en Eurostat para consumo > 150.000 MWh en distintos países.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat y EIA.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de los precios de los derechos de emisión, en concreto de los derechos de emisión europeos (EUA, por valor de una tonelada de CO_{2eq}), que a partir del 2017 han experimentado una drástica subida.

Gráfico 45. Evolución del precio de los derechos de emisión en la UE



Nota: con fecha 21 de enero de 2020, el precio del EUA se situaba en 25,60 €/tCO₂.

Fuente: elaboración propia a partir de ICE, Bartchart e investing.com.

5.2. Precios de los derivados del petróleo en el Reino Unido

A continuación, se presenta una descripción de la situación de los precios de los derivados del petróleo, y no del petróleo en sí⁴⁶, dado que son los productos empleados, en última instancia, por los consumidores y los que son objeto de políticas de carácter fiscal (por ejemplo, con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes).

Para ello, se analiza primero la situación actual de los precios en el Reino Unido y luego se realiza una comparativa con una serie de países del entorno, distinguiendo en ambos casos entre carburantes y combustibles⁴⁷.

5.2.1. Situación actual y evolución en el Reino Unido

5.2.1.1. Precio de los carburantes

En el período 2000-2018, la evolución del precio del Brent y de los precios de los carburantes (gasóleo de automoción y gasolina) mostraron una correlación de 0,94 (Sáenz de Ormijana). Esto significa que, si el precio

⁴⁶ En el Reino Unido se emplea como crudo de referencia el Brent, cotizado en los mercados internacionales.

⁴⁷ Se entiende como combustible todo aquello que puede arder. Un carburante es un combustible que alimenta un motor. Así, el petróleo es un combustible y la gasolina un carburante. El diésel se trata como un combustible si se emplea en calefacción y como un carburante si se emplea en transporte.

del crudo subía, también subía el precio de estos derivados y si se reducía, bajaba el precio de estos carburantes.

A modo de ejemplo, entre junio de 2014 y enero de 2015, el precio del Brent se redujo un 50 %, pasando de 82 a 41 €/barril. Esta caída se repercutió parcialmente en los precios de las estaciones de servicio, con reducciones del diésel y de la gasolina de alrededor del 12,9 y del 14,6 % respectivamente.

De igual manera, entre septiembre de 2016 y septiembre de 2017, el precio del crudo aumentó un 12 %, alcanzando los 47 €. En este caso, el precio del diésel aumentó en torno a un 6,8 %, mientras que el precio de la gasolina lo hizo cerca de un 7 %. Como se puede ver, el precio del petróleo únicamente supone un 31 % del precio de los carburantes en Reino Unido.

Gráfico 46. Descomposición del precio medio de la gasolina y del gasóleo (2019)

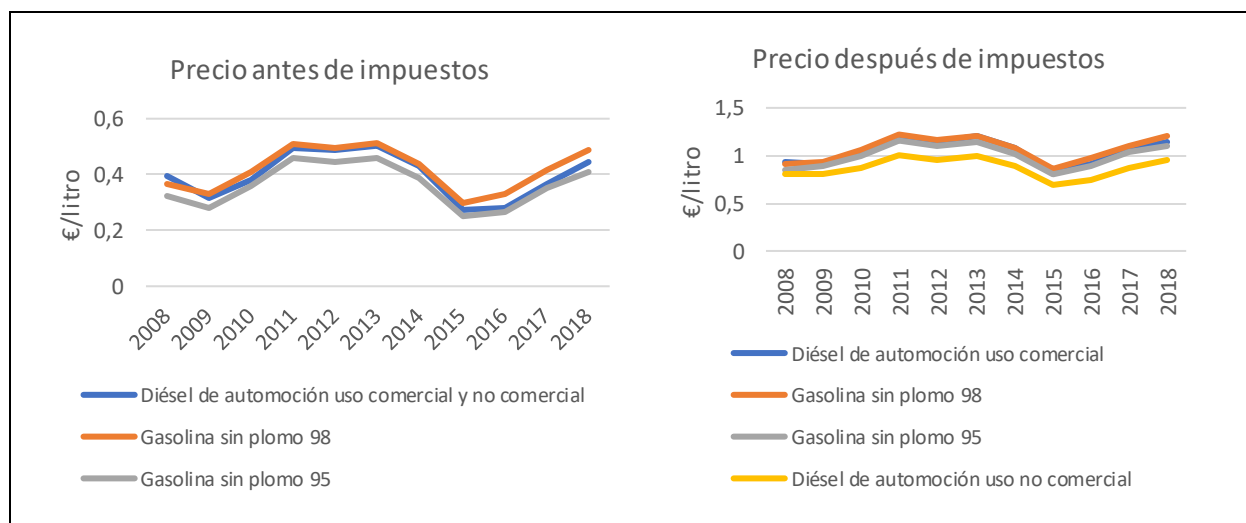
	Gasolina	Diésel
Precio de venta en el surtidor (p. por litro)	129,2	132
Precio en refinería (incluyendo la producción y refino del crudo) (p.)	40,8	41,3
Distribución y entrega (p.)	1,9	2,2
Margen de venta minorista (p.)	7	8,5
Tasas e impuestos (p.)	57,95	57,95
IVA (20 %) (p.)	21,5	22
Porcentaje del precio en el surtidor que son tasas o impuestos (%)	61,5	61
Precio en la refinería (por tonelada antes de tasas e impuestos) (£)	541	488

Nota: p.=penique.

Fuente: traducido de (RAC Foundation, 2019).

Por su parte, el margen bruto de transporte y distribución, y el margen comercial del distribuidor, supone entre el 6,8 y el 8,1 % del precio final, siendo independiente del precio del petróleo bruto y del refino. Finalmente, la fiscalidad supone más de la mitad del precio de los carburantes, de hecho, casi dos tercios del precio de venta en el surtidor. El siguiente gráfico muestra la evolución de los precios de diferentes carburantes en Reino Unido.

Gráfico 47. Evolución del precio de los carburantes derivados del petróleo en Reino Unido



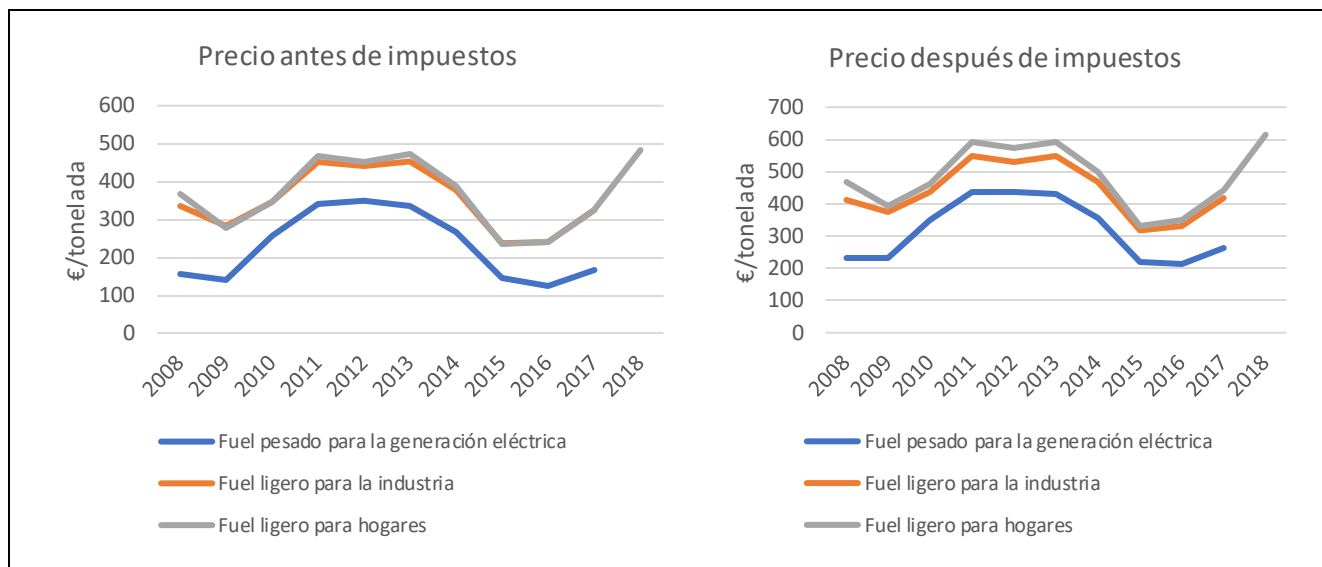
Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019c).

5.2.1.2. Precios de los combustibles

En el caso de los combustibles, el siguiente gráfico muestra la evolución del precio del fuel para la industria y los consumidores domésticos. Al igual que sucede con los carburantes, el precio antes de impuestos del fuel sigue una senda paralela al precio del crudo.

En 2018 el peso de los impuestos sobre el precio final del fuel para los consumidores industriales suponía entre un 30 y un 57 % del precio para el fuel ligero y el fuel pesado respectivamente. El peso en el caso de los consumidores domésticos ascendió al 27 %.

Gráfico 48. Evolución del precio del fuel⁴⁸



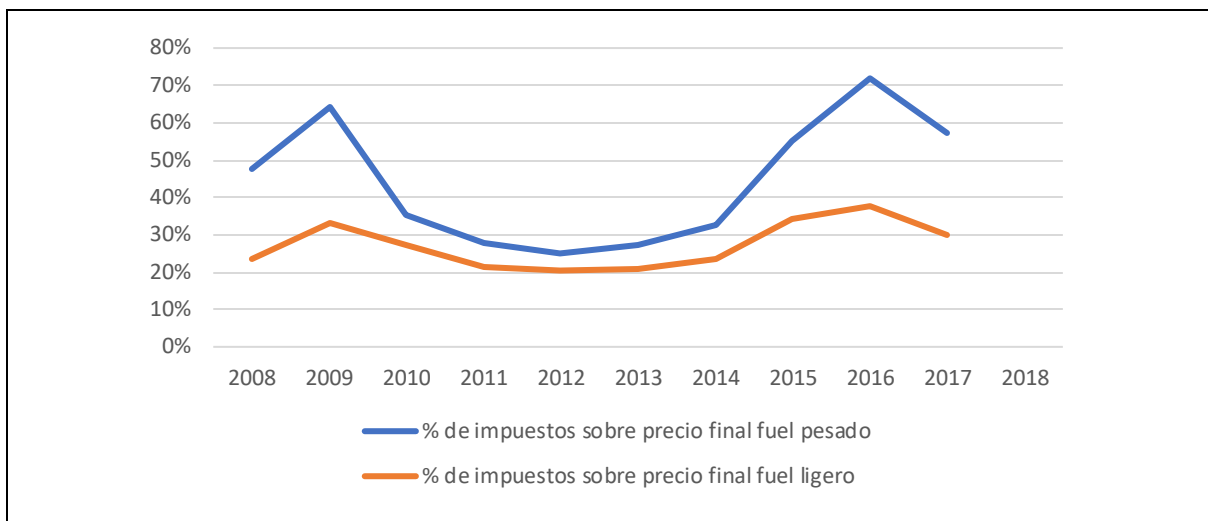
Nota: los precios para la industria después de impuestos no incluyen el IVA.

Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019c).

Estos porcentajes se han mantenido relativamente estables entre 2010 y 2014, con máximos en 2009 y 2016 (31 y 34 puntos porcentuales de diferencia). En el caso del fuel ligero el peso de la fiscalidad ha sido inferior al del caso del fuel pesado, entre cinco y 34 puntos porcentuales.

⁴⁸ El fuel o fueloil se clasifica en seis categorías en función del punto de ebullición, de la composición y del uso. El fueloil 1, 2 y 3, son conocidos como fueloil ligero, con menor contenido en azufre, se usan en aplicaciones domésticas y comerciales pequeñas, e incluyen el queroseno y el diésel. El fueloil 5 y 6 son conocidos como fueloil pesado y son un combustible particularmente económico que hoy en día se emplea principalmente en buques, aunque también en generación eléctrica. Es más viscoso que el fueloil ligero y al tener un mayor contenido de azufre y nitrógeno produce más emisiones de gases contaminantes.

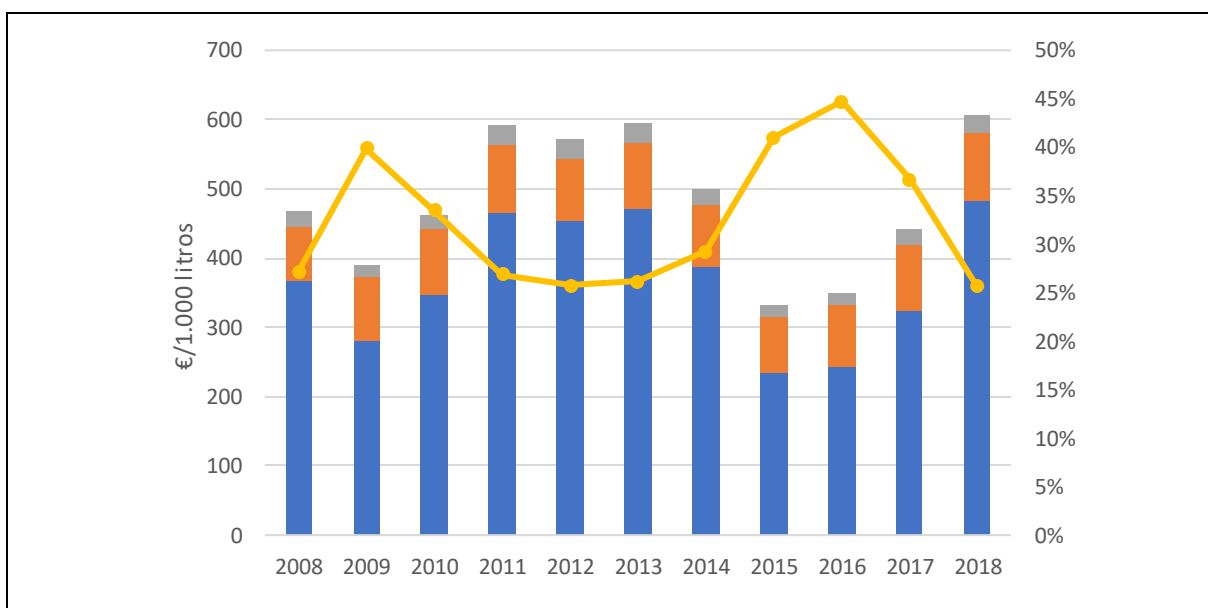
Gráfico 49. Evolución del peso de los impuestos sobre el precio final del fuel para los consumidores industriales



Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019c).

Tal y como sucede a los consumidores industriales, el peso de los impuestos sobre el precio inicial, para los consumidores domésticos, es elevado y variable. De hecho, crece en los momentos de grandes caídas del precio de la fuente energética, dado que la fiscalidad en términos absolutos se mantiene.

Gráfico 50. Evolución de la descomposición del precio medio del fuel para los consumidores domésticos



Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019c).

5.2.2. Comparativa con otros países

5.2.2.1. Precio de los carburantes

En lo que se refiere al diésel o gasóleo de automoción, se observa que el precio antes de impuestos es muy similar en todos los países, tanto para el diésel de uso comercial como de uso no comercial. Lo que cambian son los impuestos. No obstante, la carga por impuestos especiales es también la misma, no así el IVA, dado

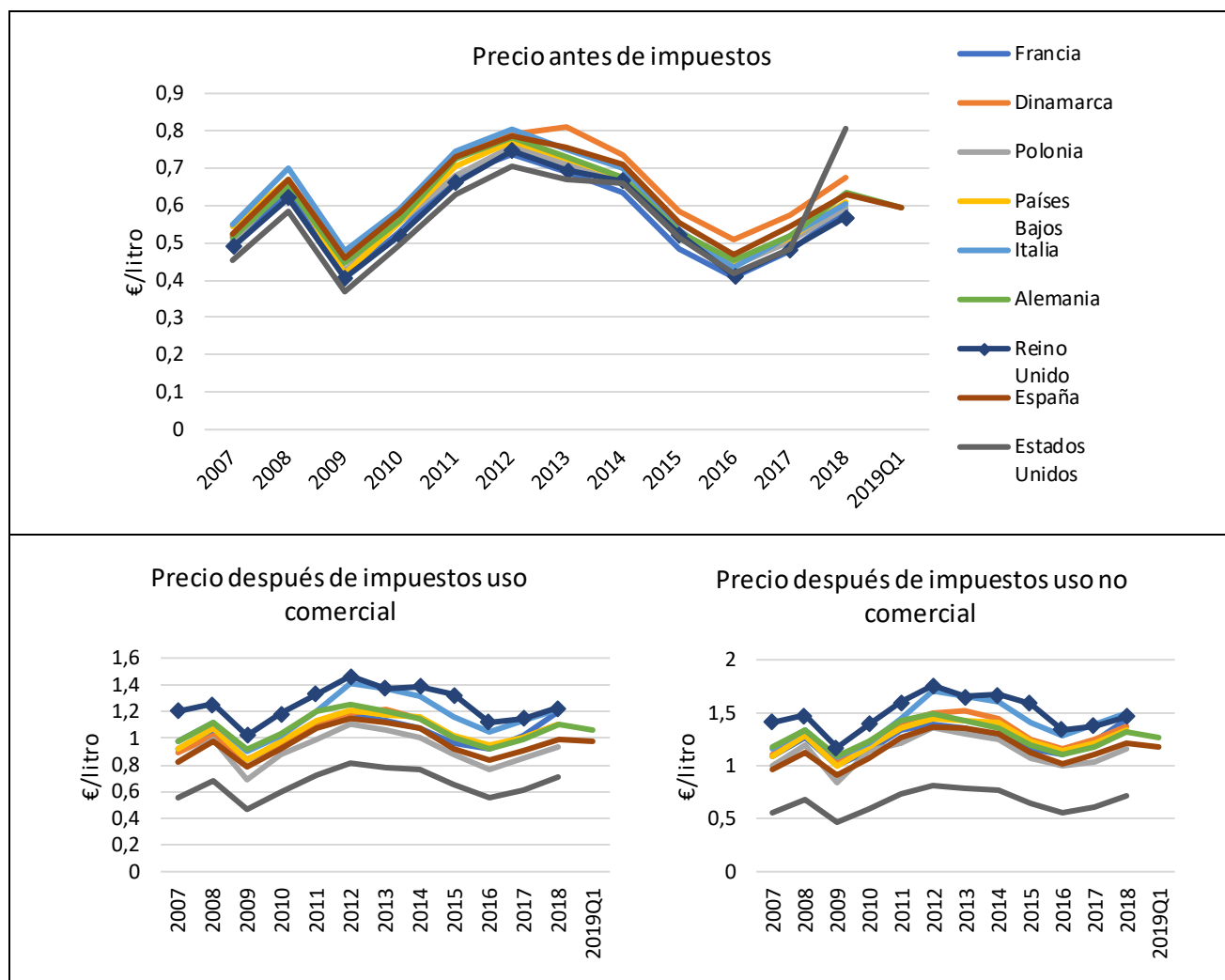
que en el caso del diésel de uso comercial este se puede repercutir. En todos los países la evolución del precio del diésel resulta bastante paralela a la del precio de crudo.

Es cuando se introducen los impuestos cuando desaparece esta similitud. En este sentido, existe un considerable diferencial con respecto a Estados Unidos, donde los impuestos apenas suponen una quinta parte del precio final que pagan los consumidores, ya sean comerciales o no. De hecho, en el Reino Unido, el precio después de impuestos puede ser más del doble del precio en EE.UU.

Por el contrario, en Europa el peso de los impuestos resulta mucho más elevado, llegando a alcanzar en el Reino Unido dos terceras partes del precio final. Además, puede decirse que, en general, el peso de los impuestos en el precio final ha crecido a lo largo de la última década.

El Reino Unido figura entre los países con un mayor peso de los impuestos junto con Italia y Francia, tanto para el uso comercial como para el no comercial. Teniendo en cuenta su evolución, en el caso del uso comercial ha pasado de representar un 53,9 % del precio final en 2007 al 63,2 % en 2016, siendo esta la cifra más elevada hasta el momento. En el último registro de 2018 en cambio, figura el 53,5 % del precio final. En el caso del diésel para uso no comercial, las diferencias entre años no son tan marcadas y pasan de representar el 65,3 % en 2007 al 61,2 % en 2018.

Como puede verse, los precios del gasóleo de automoción en el Reino Unido se mantienen en niveles reducidos antes de impuestos, pero muy elevados después de ellos.

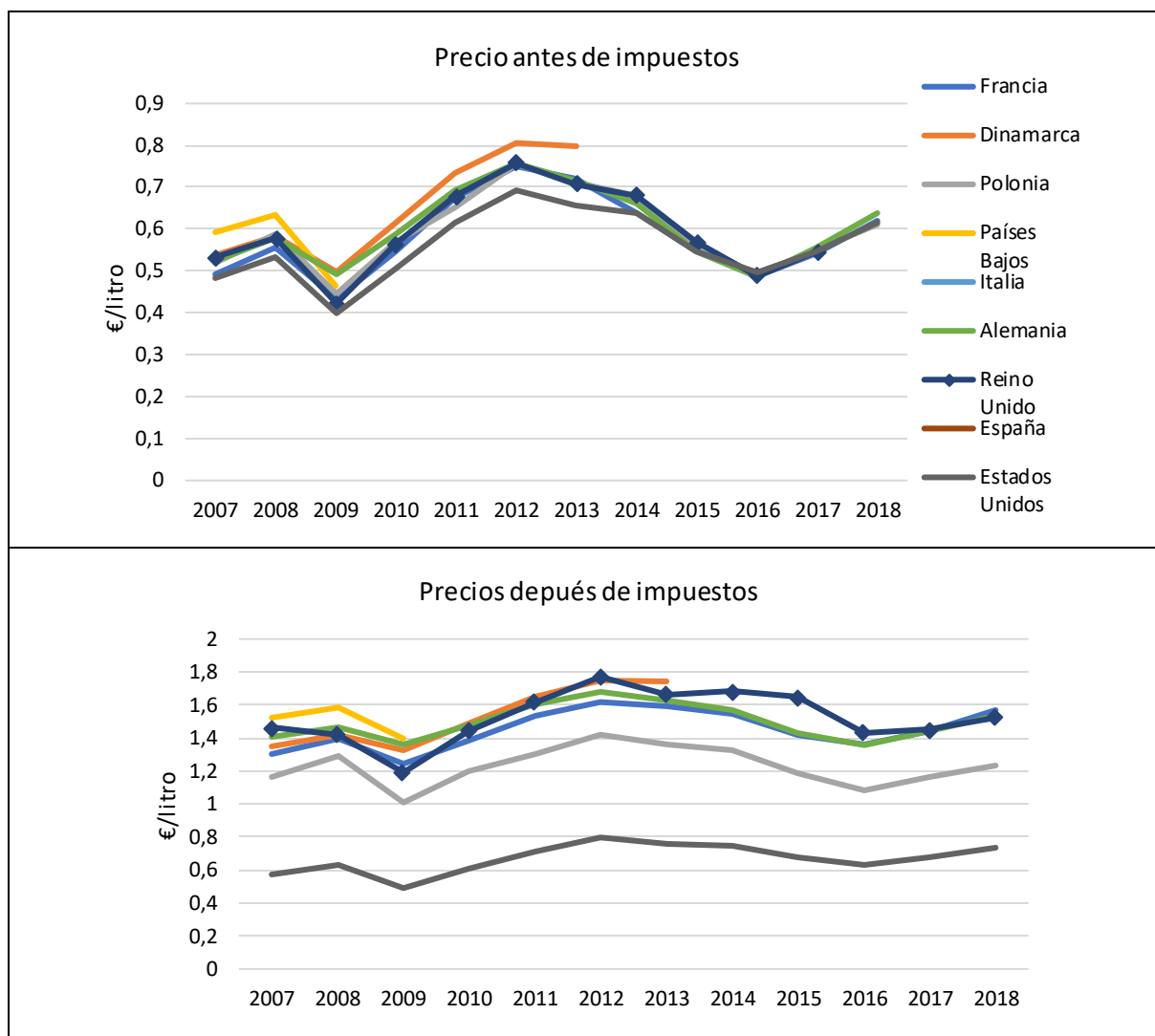
Gráfico 51. Evolución del precio del gasóleo de automoción en varios países

Nota: Q1 se refiere al dato del primer trimestre del año.

Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019c).

En lo que respecta a la gasolina sin plomo 98, se plantea un escenario en cierta medida similar al anterior, donde el precio antes de impuestos sigue una evolución paralela al precio del crudo y donde aumentan las diferencias con la introducción de la carga fiscal (en este caso impuestos especiales e IVA). En Estados Unidos o Polonia la carga fiscal es menor que, en el resto de países, lo que lleva a menores precios finales de este carburante en dichos países.

El precio antes y después de impuestos se mantiene en el Reino Unido en un nivel intermedio-alto, representando los impuestos un peso muy relevante del precio total, alcanzando el 65,9 % en 2016. En Alemania y Francia supusieron un peso similar.

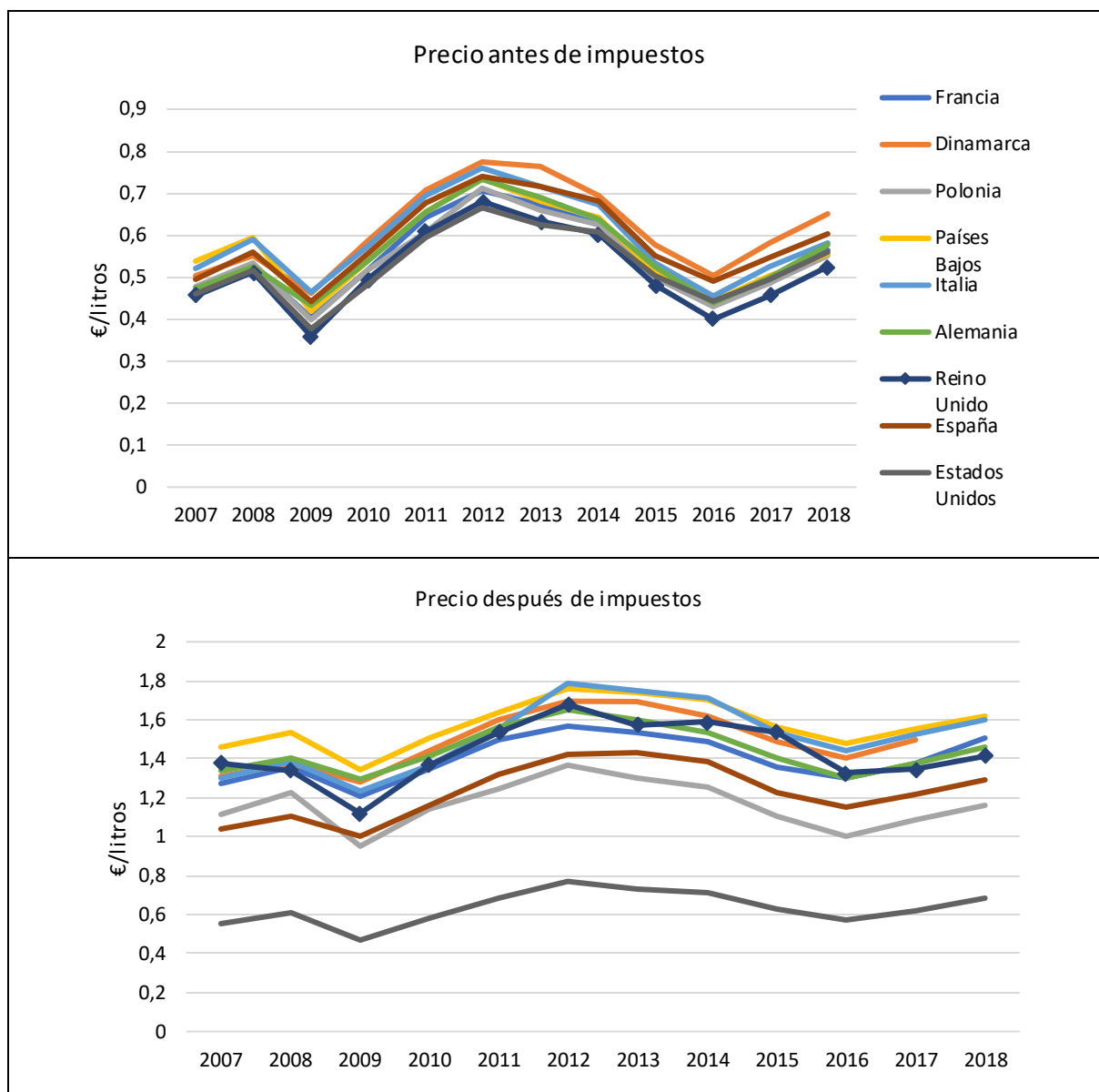
Gráfico 52. Evolución del precio de la gasolina sin plomo 98

Nota 1: en la fuente consultada no se recogen datos para Italia y España.

Nota 2: los datos para Dinamarca no están disponibles a partir de 2014.

Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019c).

En el caso de la gasolina sin plomo 95 no se observan grandes diferencias respecto al caso de la gasolina sin plomo 98. Antes de impuestos la evolución de los precios va en paralelo entre sí y respecto a la evolución del crudo, pero de nuevo la fiscalidad es el elemento diferenciador entre países.

Gráfico 53. Evolución del precio de la gasolina sin plomo 95

Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019c).

El Reino Unido, que presenta uno de los menores precios antes de impuestos, cuenta con una elevada fiscalidad y España, por el contrario, parte de elevados precios antes de impuestos, pero con una menor fiscalidad ofrece al final menores precios para los consumidores. Francia ocupa una posición intermedia. Estados Unidos, con una reducida presión fiscal que, en el periodo 2007-2017, se situaba como promedio en el 18 % (frente a un 61 % en el Reino Unido) ofrece los menores precios totales.

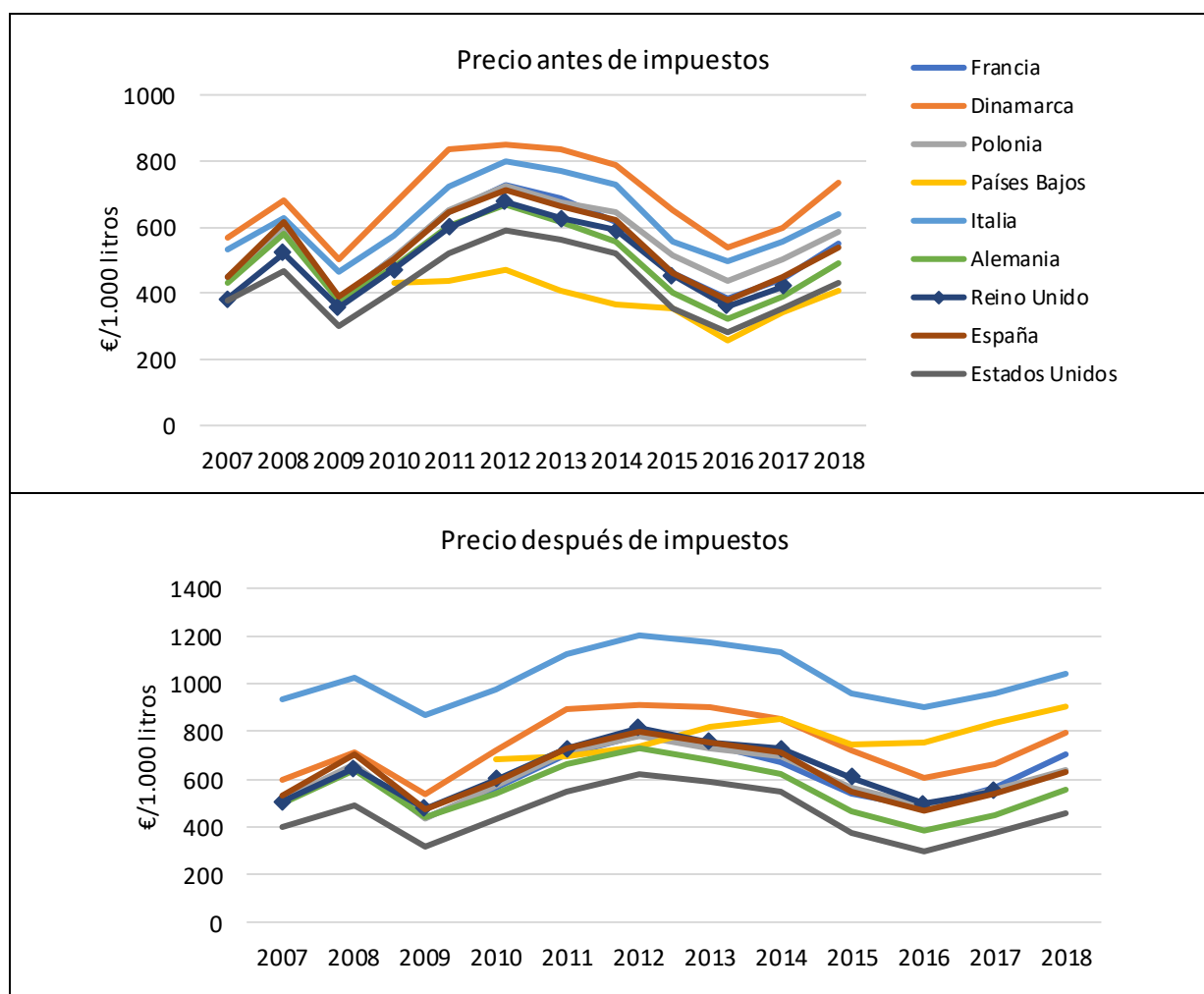
5.2.2.2. Precios de los combustibles

En el caso del fuel ligero para la industria los precios se encuentran en una banda amplia, entre los 300 €/tonelada hasta algo más que los 800 €/tonelada dependiendo del país y del año. El Reino Unido presenta unos precios antes y después de impuestos diferenciados respecto a otros países del entorno. Dinamarca (hasta 2013), Polonia y Alemania mantenían una fiscalidad reducida, aunque por encima de la de Estados Unidos.

Italia y el Reino Unido presentaban un peso de la fiscalidad elevado, aunque diferente entre sí, alrededor del 40 % en Italia y del 21 % en el Reino Unido. En el año 2009, el Reino Unido alcanzó el máximo porcentaje de impuestos respecto al precio final, con un 24,8 %, frente a un mínimo del 17 % en 2012.

Los datos muestran que existen importantes diferencias en los tipos impositivos. Por ejemplo, en los Países Bajos la fiscalidad ascendía a 497,9 €/1.000 litros en 2018 frente a 89,9 €/1.000 litros en España o 61,35 €/1.000 litros en Alemania y 127,4 €/1.000 litros en el Reino Unido⁴⁹. Ello lleva a que se produzcan importantes variaciones de posición cuando se pasa del precio antes de impuestos a después de impuestos (i.e. los Países Bajos e Italia). No obstante, el Reino Unido se mantiene en una posición intermedia antes y después de impuestos.

Gráfico 54. Evolución del precio del fuel ligero para la industria



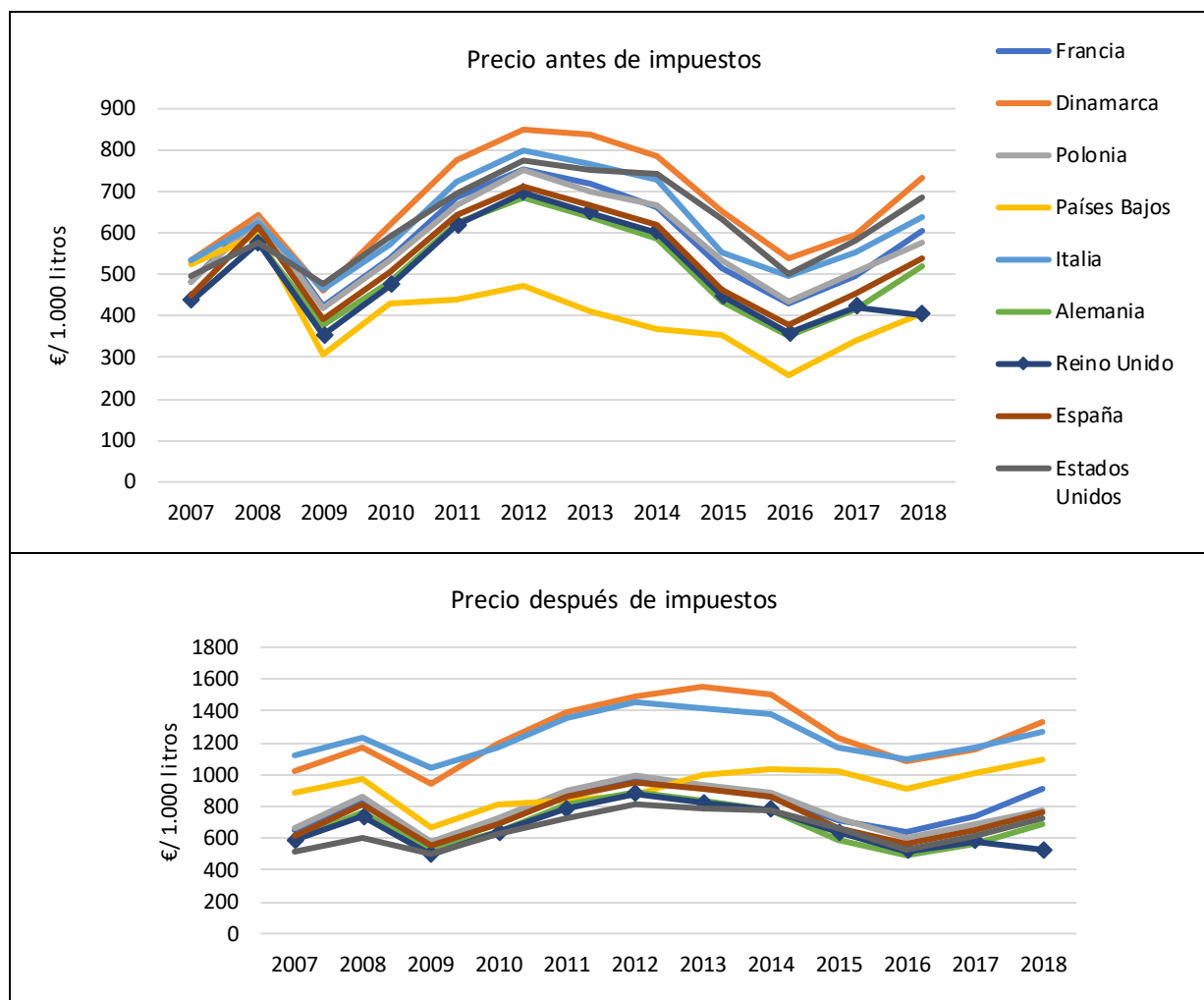
Nota: no se ofrece información del último año para el Reino Unido.

Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019c).

⁴⁹ El valor del Reino Unido es el de 2017.

En el caso de los consumidores domésticos, la situación cambia de manera considerable, al tener la fiscalidad en todos los países, salvo en Estados Unidos, un peso más relevante, entre el 24,7 % en el Reino Unido y el 54,6 % en los Países Bajos. En Estados Unidos, la presión fiscal sobre el fuel ligero para los hogares no ha variado a lo largo del periodo considerado (4,7 %).

Gráfico 55. Evolución del precio del fuel ligero para los hogares



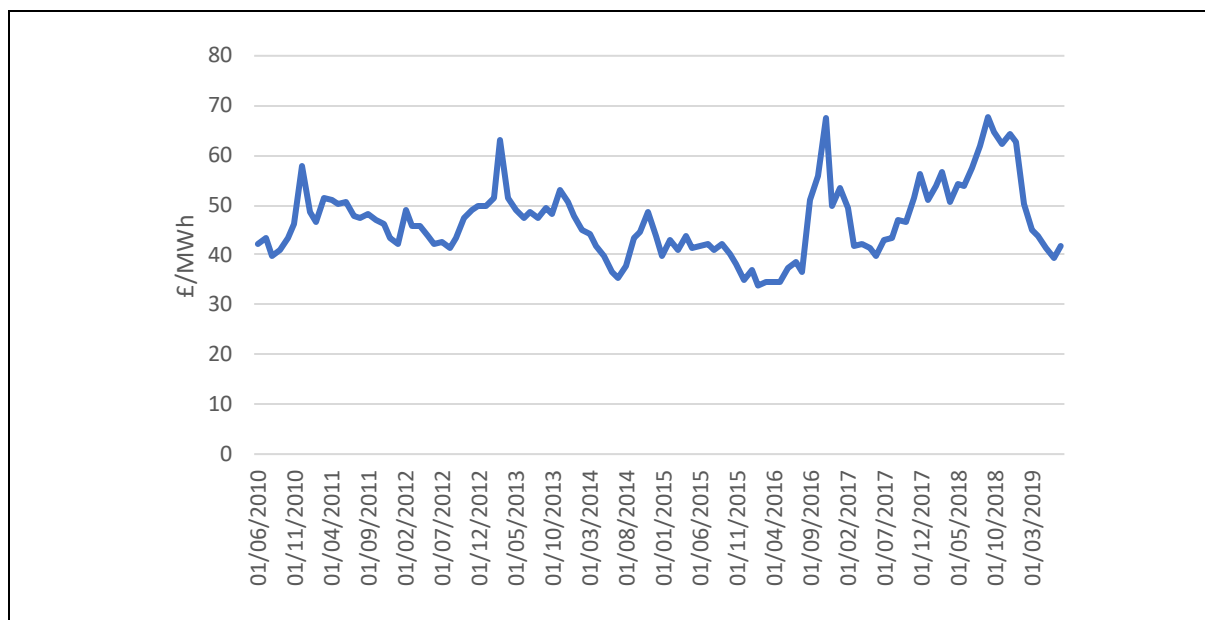
Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2019c).

5.3. Precios de la electricidad

Los precios de la electricidad en el Reino Unido han estado, tradicionalmente, relacionados con el precio de los combustibles con que se generaba la electricidad. Así, en un principio, el carbón era la materia prima fundamental referente en los precios, y así lo fue hasta 1999 cuando el gas ocupó su lugar. La generación eléctrica con crudo alcanzó su máximo a principios de los años setenta, antes de que los aumentos de los precios redujeran su demanda, y a pesar de que la demanda de crudo aumentara de nuevo durante las huelgas de los mineros en 1984. La generación nuclear creció desde 1970, alcanzando su nivel máximo a finales de los noventa, cuando empezó a aumentar el aprovechamiento de las fuentes renovables (Department of Energy and Climate Change, 2009). La evolución de los precios de la electricidad ha sido tradicionalmente creciente en el tiempo, salvo en el periodo entre 1995 y el año 2000.

El precio del gas ha sido el principal factor detrás de la evolución de los precios mayoristas de electricidad⁵⁰ en el Reino Unido a lo largo de la última década. Ello es debido a que el gas ha tendido a ser la fuente marginal de suministro eléctrico. Más recientemente, también los precios de los derechos de emisión han influido en los precios del mercado.

Gráfico 56. Evolución del precio mensual de la electricidad en Reino Unido



Nota: contratos de carga diaria base⁵¹.

Fuente: elaboración propia a partir de (Ofgem, 2019b).

En este apartado, se presentan los principales datos relativos a los precios de la electricidad en el Reino Unido. Para ello, en primer lugar, se presentan unas notas sobre el funcionamiento del mercado eléctrico del país y su evolución en el tiempo. A continuación, se recogen los precios de la electricidad para los consumidores domésticos e industriales, incluyendo una comparativa europea para cada caso.

5.3.1. Sobre el funcionamiento del mercado eléctrico británico

Mercado mayorista: *pool*

El Reino Unido contó en los años sesenta con un grupo de economistas preocupados por la eficacia del sistema eléctrico. Como consecuencia, se desarrolló un sistema de tarifas sobre el coste marginal, con el fin de orientar el comportamiento de los consumidores y sus usos, interesándose ya en aquel momento, por tarifas a tiempo real y la gestión conjunta de la oferta y la demanda (Lescoeur, 2017).

De esta manera, el mercado mayorista de electricidad creado en 1989 se basaba en la optimización conjunta y en tiempo real de la oferta y demanda de electricidad. Para ello el mercado mayorista se organizó alrededor

⁵⁰ Se considera el precio diario, que es un buen indicador a corto plazo de los precios de la electricidad en el Reino Unido. Sin embargo, los precios diarios no siempre reflejan el precio que los suministradores van a pagar, dado que habitualmente estos compran electricidad con meses e incluso años de antelación.

⁵¹ La carga base alude a que el contrato se refiere a electricidad producida a lo largo del día, pero en momentos distintos a los picos de demanda, cuando la electricidad se compra o vende a un precio pico.

de un *pool* único y obligatorio, administrado por la National Grid Company (NGC), que remuneraba a la vez energía y capacidad.

El *pool* daba un precio cada media hora, que minimizaba el coste de atender la demanda esperada. Los precios, eran precios marginales que recibían las instalaciones que operaban durante ese período, y constituían la referencia sobre la que podían basarse contratos e instrumentos de cobertura (como los contratos por diferencias).

Además, las empresas generadoras recibían un pago por la potencia que ponían al servicio del sistema, cuyo objetivo era incentivar la inversión en nuevas instalaciones. De esta manera, las instalaciones que eran escogidas para producir en un período recibían el precio de la electricidad y las que no habían sido seleccionadas obtenían una compensación por la potencia (*capacity payment* o pago por capacidad).

Los consumidores por su parte pagaban un precio que incluía el precio de la electricidad más un recargo (*uplift*) que servía para cubrir una serie de costes (los servicios complementarios, el coste ocasionado por las modificaciones impuestas por las restricciones de la red de transporte⁵², la cantidad que percibía NGC por gestionar la red y el importe que se entregaba a las instalaciones que habían puesto su potencia a disposición del sistema, pero que no eran seleccionadas porque el precio que figuraba en su puja era superior al precio marginal de cada periodo y no eran necesarias para resolver los problemas ocasionados por las restricciones de la red (López Milla, 2000).

El sobrecoste que se producía por las pérdidas ocasionadas por el transporte de alta tensión se repartía entre todos los agentes que demandaban electricidad en el *pool*. Con esto se conseguía igualar la generación con el consumo.

Como ya se ha señalado, los compradores de electricidad podían negociar contratos por diferencia con las empresas productoras para protegerse de las variaciones de los precios en el mercado. Estos contratos podían ser “bidireccionales” (*two-way*) o “unidireccionales” (*one-way*). En el primer caso, los generadores pagaban a sus clientes la diferencia entre el precio pactado y el precio del mercado cuando este era superior al primero y recibían de ellos esa diferencia cuando el precio del *pool* era menor que el precio acordado. En el segundo caso, las empresas productoras no recibían ningún pago cuando el precio del *pool* era inferior al que habían pactado, pero sí en el caso contrario (López Milla, 2000).

Cuando entró en vigor el *pool*, casi toda la producción de National Power y de PowerGen estaba vinculada a este tipo de contratos, obligados por el Gobierno para que estas compañías trasladaran a las REC (*Regional electricity companies*, nueva denominación de los anteriores Consejos de Áreas [*Area Boards*]) el sobrecoste del carbón nacional.

En su origen participaban doce REC, que podrían desde ese momento convertirse en productoras; así como tres compañías nacidas de la escisión de CEGB, sin olvidar las partes interconectadas al *pool* (dos compañías escocesas y EDF). El gestor del sistema tenía la forma de compañía independiente regulada (National Grid), y la propiedad de la misma se repartió colectivamente entre los doce distribuidores de Inglaterra y Gales, antes de sacarse completamente a Bolsa en 1995 (Lescoeur, 2017).

⁵² Las compañías que debido al ajuste no iban a poder entrar en funcionamiento, recibían una compensación por el “beneficio perdido” y la retribución por la potencia que habían puesto a disposición del sistema. Por su parte, las compañías que se habían incorporado *a posteriori*, percibían el precio que hubieran solicitado y el pago que las compensaba por mantener disponible su capacidad de producción. Finalmente, lo que se incorporaba al recargo era la diferencia entre la suma de los dos importes y la cantidad que habría percibido la central afectada por las restricciones.

La Ley de la Energía de 1989 establecía que las REC ejercerían su actividad de distribución en monopolio, pudiendo traspasar a sus clientes todos los costes asociados a sus contratos incluidos los de diferencias, con un régimen de licencia y que su actividad de comercialización se abriría a la competencia en tres etapas: desde el 1 de abril de 1990 para los grandes consumidores (> 1 MW de potencia contratada), en 1994 para los otros consumidores industriales y comerciales (> 100 kW) y en 1998 para todos los clientes. Este calendario se respetó prácticamente en su totalidad. Además, se creó un agente regulador (Office of Electricity Regulation, OFFER) para regular los precios de las actividades no abiertas a competencia, así como para garantizar el respeto de las obligaciones de los operadores.

Además, se desarrollaron las condiciones para que surgieran los contadores inteligentes y las fórmulas de tarificación en tiempo real, así como la gestión de la demanda por parte del consumidor. No obstante, hubo que esperar hasta el desarrollo de la normativa comunitaria para que el despliegue de esta tecnología se convirtiera en una realidad. Con posterioridad se dismanteló la CEEB y sus activos de producción se repartieron entre Powergen y National Power, que rápidamente se privatizaron.

El objetivo era entonces garantizar el futuro nuclear, a pesar de que el programa de diciembre de 1979 se había reducido considerablemente al compromiso de la primera central PWR (*Pressurized Water Reactor*/ reactor de agua a presión) en Sizewell⁵³. Las estimaciones que se hacían de los costes de desmantelamiento de las instalaciones, así como de la gestión del ciclo del combustible nuclear, junto con la vida residual de los reactores Magnox y los reactores refrigerados por gas avanzado (AGR), condujeron al Gobierno a retirar, en el último minuto (en verano de 1989), la tecnología nuclear del programa de privatización.

Para respetar las particularidades escocesas, se crearon las compañías Nuclear Electric y Scottish Nuclear para mantener las centrales nucleares en el sector público, junto con BNFL, encargada de suministrar y de continuar con el ciclo. Con el fin de garantizar la viabilidad financiera del sector, la Ley de la electricidad de 1989 desarrolló la figura del impuesto nuclear (*nuclear levy*⁵⁴), en beneficio de los productores nucleares y sobre la base de la obligación impuesta a los REC de suministrarse en una parte de electricidad no fósil (denominada Obligación de combustible no fósil, *non fossil fuel obligation* NFFO⁵⁵). Esta carga complementaria se fue reduciendo progresivamente en diez años, pero representaba al inicio una remuneración complementaria para los productores nucleares de más del 10 % de los precios del *pool*.

En los años noventa, el sector nuclear se reorganizó con la creación de British Energy, que retomó los reactores AGR de Nuclear Electric y de Scottish Nuclear, así como Sizewell B, puesto en servicio en 1995, tras una construcción relativamente rápida. BNFL se quedó con los Magnox, la responsabilidad de su desmantelamiento y el ciclo de combustible, así como los compromisos a largo plazo asociados. La privatización de British Energy se realizó en 1996.

BNFL compró Westinghouse o más exactamente las actividades nucleares del antiguo conglomerado (concepción del reactor, suministro de combustible y de servicios para reactores a nivel mundial, así como determinadas instalaciones de defensa de los EE. UU.), que se convirtió en CBS.

⁵³ Este proyecto junto con el de la terminal 5 de Heathrow, pusieron de manifiesto la complejidad de los procesos de consulta pública y de autorización, procesos que fueron reformados en el año 2000.

⁵⁴ Creada en 1990, este impuesto se introdujo para cubrir la diferencia entre el coste de la generación nuclear y de la generación con carbón, dado que era superior el primero al segundo. Este impuesto tuvo como consecuencia el aumento en un 11 % de la factura eléctrica (Aldred & Stoddard, 2008).

⁵⁵ Este concepto no surgió de la necesidad de cubrir los elevados costes de la filial nuclear. Por el contrario, su origen puede encontrarse en la antigua y constante preocupación de la sociedad británica por la preservación del medio ambiente.

El *pool* comenzó a funcionar en abril de 1990 y mantuvo sus operaciones hasta el 27 de marzo de 2001. En este periodo se avanzó en la reducción de la cuota de mercado de las compañías tradicionales como consecuencia del aumento del número de las empresas productoras con lo que se fomentó la competitividad en generación. El índice de Hirschman-Herfindahl disminuyó, lo que muestra una estructura de mercado menos concentrada. No obstante, las grandes compañías tradicionales (PowerGen y National Power) encontraron la manera de conservar un importante poder de mercado (López Milla, 2000).

Así, si bien se redujeron costes como consecuencia de las inversiones para sustituir viejas centrales térmicas por otras de ciclo combinado, el precio del *pool* se situó en niveles de 25-30 £/MWh. Ello era debido a un aumento no solo del precio marginal del *pool* sino también de los pagos por capacidad y del recargo o *uplift* a los consumidores, aumentos ocasionados por diferentes motivos como, por ejemplo, la renegociación de los contratos de compra de carbón ante su vencimiento o restricciones existentes en la red de transporte. Como consecuencia, el regulador tuvo que intervenir en varias ocasiones para controlar los precios. De hecho, llegó en dos ocasiones a acuerdos con PowerGen y National Power para que vendieran parte de sus instalaciones de generación⁵⁶ y limitaran el precio de sus pujas (López Milla, 2000). Además, de estas cuestiones, se observó que no había una participación real de los demandantes en la fijación de los precios del *pool*, solo de grandes consumidores; que la información sobre precios y ofertas puesta a disposición del público era compleja, que los pagos por capacidad no promovían inversiones, etc. lo que llevó, en octubre de 1997, a plantear una reforma del sector.

NETA: New electricity trading arrangements

En 2001, finalizó la reforma completa del mercado de electricidad y del *pool* obligatorio. El nuevo sistema que entró en vigor fue el "New Electricity Trading Arrangements, NETA". Este nuevo sistema se inspiraba en los mercados financieros y daba toda la libertad a los agentes para establecer contratos bilaterales (que promoverían una mayor competencia [Grubb & Newbery, 2018]) y luego poder intercambiarlos en mercados regulados o no, con la esperanza de que la liquidez de las transferencias con subyacentes energéticos fuera un factor que fomentara la competencia entre actores y mercados. El equilibrio en tiempo real de la oferta y de la demanda física se planteaba como responsabilidad de un mercado de ajuste gestionado por el operador del sistema, para una pequeña fracción marginal de la energía producida y sin remuneración explícita de las capacidades (Lescoeur, 2017).

Para ello, se planteó un mercado de "solo energía" (sin pagos por capacidad), y se pusieron en funcionamiento mercados a plazo y de futuros (*forwards and futures markets*), a los que acuden los productores para asegurar la venta de la electricidad que tienen intención de producir en cada momento. Además, se creó un mecanismo de equilibrio (*balancing mechanism*) que consiste en un procedimiento gestionado por el operador del sistema, en virtud del cual, se realizan las transacciones que hacen posible el ajuste entre oferta y demanda en tiempo real, teniendo en cuenta no solo el coste sino también las restricciones técnicas del sistema. Igualmente, se creó un sistema de liquidación de desequilibrios (*imbalance settlement*) que sirve para calcular las discrepancias entre la energía ofertada previamente contratada y la que se consume o produce realmente tras cada periodo de media hora (López Milla, 2000).

Posteriormente, se observó un movimiento de reintegración vertical de los actores, cuando las eléctricas del continente (E. ON, RWE, EDF y más tarde Iberdrola) comenzaron a comprar compañías eléctricas británicas

⁵⁶ Se entendía que uno de los problemas era que estas compañías contaban con un *mix* de generación diversificado frente al resto de compañías que tendían a tener instalaciones nucleares y centrales de gas de ciclo combinado.

en venta, creándose el cultivo de lo que posteriormente se denominarán las Seis grandes (Big Six). El resultado fue una menor transparencia de los precios reales del mercado mayorista.

EMR: Electricity market reform

En 2009, una década después de la puesta en funcionamiento del NETA, se inició una revisión del mercado de electricidad, la Electricity Market Reform (EMR). El origen de esta nueva reforma se hallaba en la incapacidad del mercado de lanzar las señales necesarias para realizar las inversiones para la sustitución de los sistemas de generación basados en carbono y nucleares por otros bajos en carbono (Grubb & Newbery, 2018). Se necesitaron cinco años para completar el paquete legislativo. En total son cuatro los pilares de esta reforma: los contratos por diferencias a largo plazo, los mecanismos de capacidad, el precio mínimo del carbono y el estándar de rendimiento de las emisiones.

Así, los mercados a plazo o de futuros no ofrecían contratos a plazos suficientemente largos, por lo que se creó la posibilidad de que los productores de electricidad participaran en contratos por diferencias (CfD), con la Low Carbon Contracts Company⁵⁷ (LCCC), creada con el fin de que los primeros tuvieran la garantía de recibir la diferencia entre el precio de mercado *spot* y un precio conocido de antemano (*strike price*), el mismo para todo el periodo del contrato (Lescoeur, 2017).

La reforma planteó también la introducción de un mecanismo de capacidad que tiende a denominarse mercado de capacidad, que ofrecía una remuneración complementaria capaz de comprometer a los generadores a estar disponibles una serie de años. El mecanismo NETA no remuneraba más que la energía efectivamente producida, de manera que los productores podían decidir clausurar sus instalaciones más antiguas, mientras que podrían resultar útiles para la seguridad del sistema en el corto y medio plazo. El procedimiento de asignación sería mediante una subasta.

La primera subasta de capacidad se organizó en diciembre de 2014. La siguiente subasta mostró la caída de la demanda y, de hecho, se asignó menos potencia, debido entre otros a que las centrales de carbón iban cerrando. Sin embargo, los pequeños generadores se dieron cuenta de la oportunidad que suponía un mecanismo de capacidad junto con las interconexiones. Como consecuencia, la segunda subasta contó con muchos generadores de pequeño tamaño que incluían motores con gas y diésel (Grubb & Newbery, 2018).

La Ley de la energía (*Energy Act*) de 2013, recogía todas las medidas legislativas para poner en marcha esta reforma del mercado de capacidad y de diversos mecanismos asociados a los contratos por diferencias y terminó estableciendo como regulador independiente a la Oficina de Regulación Nuclear (ONR).

Respecto al precio base del carbono (*Carbon Price floor*), sobre el que se volverá más adelante, el objetivo que se planteó fue introducir este precio mínimo sobre las emisiones de CO₂ resultantes del uso de combustibles fósiles (incluido el caso de la generación eléctrica). En 2013 el precio ascendía a 16 £/tonelada de CO₂ emitida, con una evolución creciente lineal que le permitiría aumentar hasta las 30 £/tonelada en 2020 y las 70 £/tonelada en 2030 (todos en precios de 2009)⁵⁸. Por su parte, también se estableció un estándar de rendimiento que limitó las emisiones de cualquier instalación nueva a 450 g/kWh en carga base.

Ofgem, el regulador, no controla los precios mayoristas o del suministrador, pero sí regula las tarifas de transporte y distribución mediante incentivos, que plantean un máximo para cinco años para una cesta de

⁵⁷ Es una compañía de derecho privado, pero que tiene la posibilidad de refacturar el pago de las diferencias a todos los comercializadores de electricidad.

⁵⁸ La caída del precio del derecho de emisión de la UE en el RCDE-UE supuso que el aumento del precio mínimo fuera más rápido de lo previsto.

bienes que están indexados al precio minorista y que incluye un factor de eficiencia. El mecanismo ha evolucionado hacia el RIIO⁵⁹ (Revenue= Incentives + Innovation + Outputs) que tiene una duración de ocho años que comenzaron en 2013 para la red de transporte (Grubb & Newbery, 2018). Esta regulación de las redes eléctricas y de las redes inteligentes se considera que es puntera a nivel mundial (Fernández Gómez & Menéndez Sánchez, 2019).

La siguiente figura muestra, a grandes rasgos, los principales cambios de la normativa relacionada con el mercado de la electricidad en Reino Unido. En todo caso, conviene señalar que algunos expertos consideran que todavía no se habría llegado al mercado óptimo y que no se estaría más que en otra fase del proceso (Grubb & Newbery, 2018).

De esta manera, en los últimos cinco años ha surgido un movimiento cooperativo con una cantidad de esquemas cooperativos locales de cofinanciamiento y / o copropiedad en todo el Reino Unido que son financieramente viables y una inversión creíble. Entre ellos se encuentran las cooperativas de energía locales⁶⁰, que han introducido una fuerte agitación en el mercado de proveedores de energía. El papel de la mayoría de las cooperativas de energía del Reino Unido se limita a la cofinanciación y la copropiedad de instalaciones de energía renovable para beneficiar a la comunidad. Las ganancias se reinvierten para financiar proyectos nuevos y, en algunos casos, se están introduciendo diferentes esquemas para abordar la pobreza energética en los modelos de negocios.

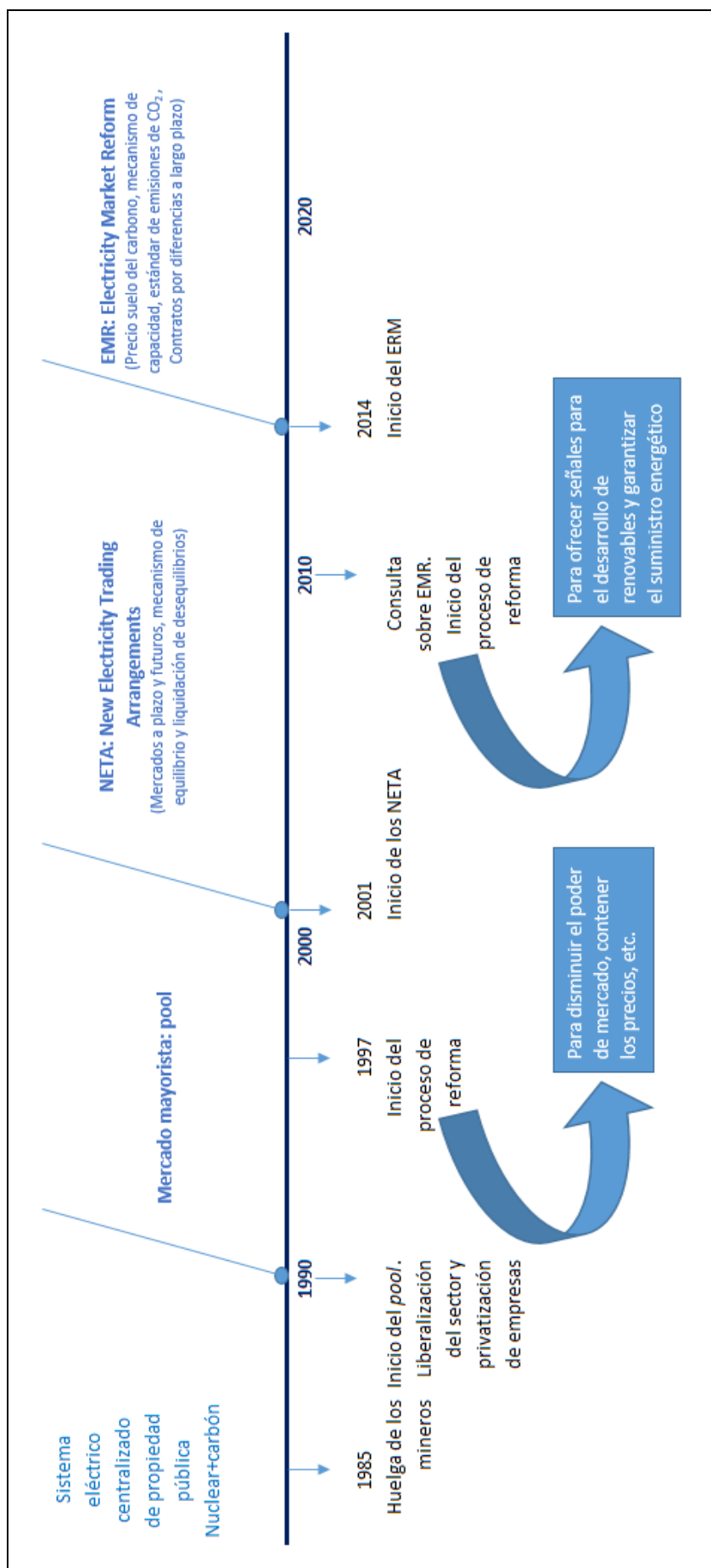
Se han lanzado 5.000 proyectos comunitarios de energía solo en los últimos cinco años, con muchos más en el horizonte. No obstante, la gran mayoría de las cooperativas locales no han dado el paso de acceder al suministro del sector eléctrico, debido al alto riesgo financiero (Pylon, 2018).

Así, las cosas, si bien el británico es un mercado muy regulado, sometido a cambios estructurales en un intento de transformarse en una red inteligente; este es, en general, favorable a la generación nacional distribuida en comparación con otros países de la UE (como ha sido España, por ejemplo) que permite la exportación a la red y recompensa la producción renovable a través de una tarifa de inyección (*feed-in tariff*) garantizada por 20 años (Pylon, 2018).

⁵⁹ Para más información ver (Fernández Gómez & Menéndez Sánchez, 2019).

⁶⁰ Las cooperativas de energía en el Reino Unido se diferencian de las europeas (española, francesa, alemana...) en que las cooperativas del Reino Unido no son proveedoras de electricidad y no son las que facturan al consumidor final. En la actualidad, solo un actor cooperativo (Coop Energy, parte de The Midcounties Co-operative) tiene licencia para suministrar electricidad y ha logrado ganar una cuota de mercado considerable.

Figura 6. Principales hitos del mercado de la electricidad del Reino Unido

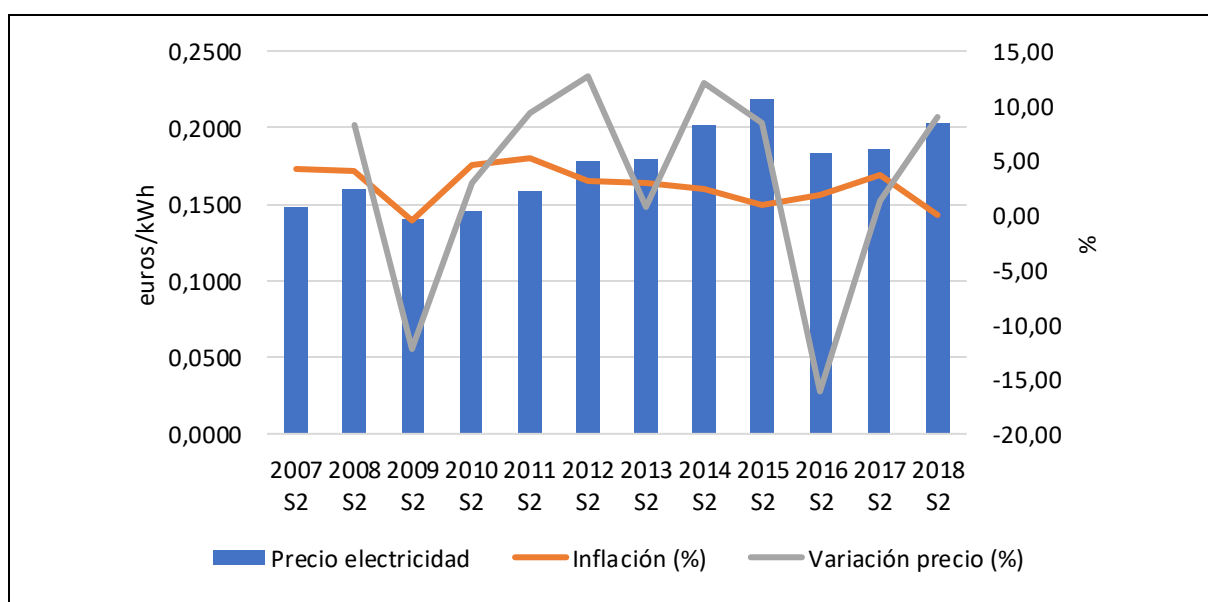


Fuente: elaboración propia.

5.3.2. Precios de la electricidad para los consumidores domésticos

Los consumidores domésticos británicos, vieron aumentar el precio de la electricidad entre 2010 y 2015, reduciéndose en 2016 para volver a incrementarse en los últimos años. El precio de la electricidad, en general, ha aumentado más que la evolución de la inflación que, en todo caso, los últimos años ha sido reducida y sobre todo más estable que los precios de la electricidad. Entre los años 2007 y 2011, la inflación era mayor que el precio de la electricidad. En cuanto a las variaciones de precio más destacadas se pueden señalar las de 2009 y 2016, coincidiendo ambas con dos momentos clave de reducción de los precios del gas y del petróleo.

Gráfico 57. Evolución del precio de la electricidad para un hogar del Reino Unido en comparación con la evolución de la inflación



Nota: consumidor doméstico: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat y (Morley, 2019).

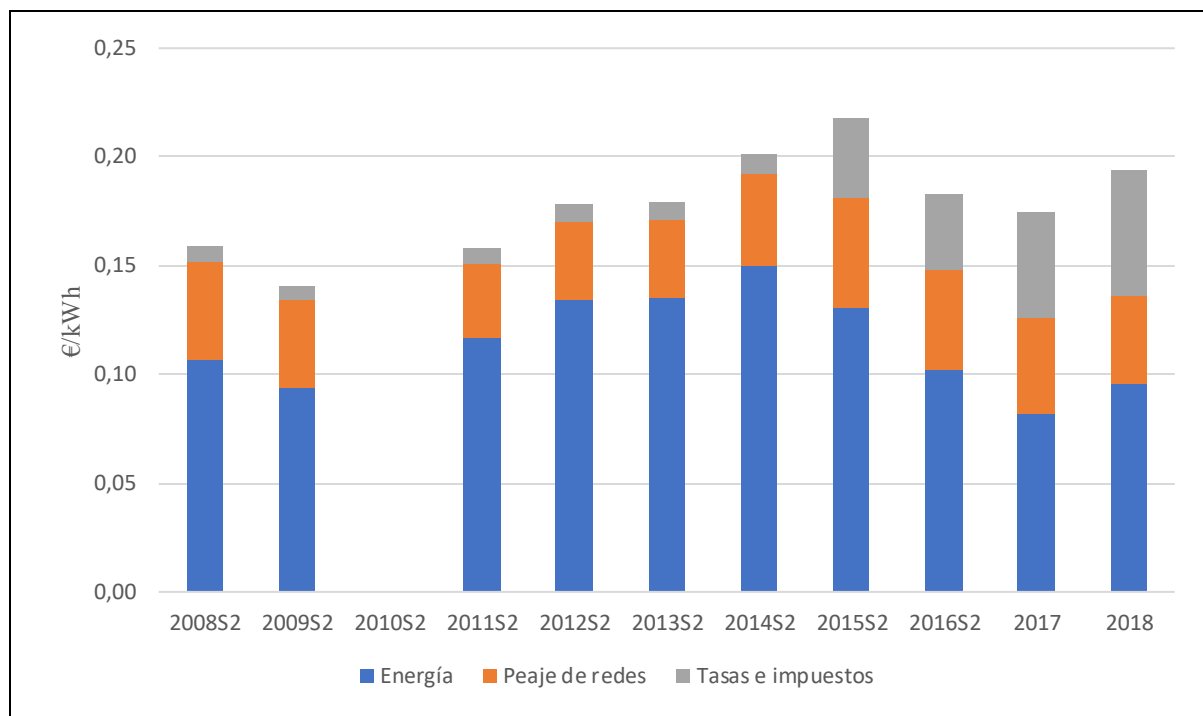
Tres son los principales componentes de los precios de la electricidad, energía, peajes de red y tasas e impuestos. En el Reino Unido, la diferencia entre estos elementos tanto en términos absolutos como relativos es considerable, además, en los últimos años se ha observado un aumento considerable del peso del componente tasas e impuestos, que hasta 2015 resultaban ser menos relevantes⁶¹, superando además a los peajes de red.

Así, en 2015, las tasas e impuestos crecieron en un 85,2 % respecto al año anterior, pasando de 0,0085 €/kWh a 0,0576 €/kWh. Por su parte, los peajes de red no han sufrido variaciones destacables, el mínimo se dio en 2011 con 0,0332 €/kWh y el mayor en 2015 con 0,0502 €/kWh.

⁶¹ Ello puede deberse a diferentes cuestiones, entre ellas: desde 2015 se eliminó la exención existente sobre la generación eléctrica de origen renovable distinta de la hidráulica (incluida la biomasa y los residuos) (OECD/IEA, 2019). Además, hasta 2015 se imputaba únicamente el IVA, que para la energía consumida en los hogares tenía un tipo reducido del 5 %. En 2015, se introdujeron tasas medioambientales que hicieron que aumentara el papel de la fiscalidad en el precio de la electricidad. El incremento de 2017, por su parte, se produjo como consecuencia de un nuevo aumento de la carga fiscal sobre la energía, mediante el desarrollo de impuestos verdes o medioambientales (Pope & Waters, 2016).

A pesar de lo anterior, en el año 2016 se puede apreciar una disminución del precio, que fue consecuencia de la reducción del componente de energía principalmente.

Gráfico 58. Evolución por componentes del precio de la electricidad para un consumidor doméstico del Reino Unido



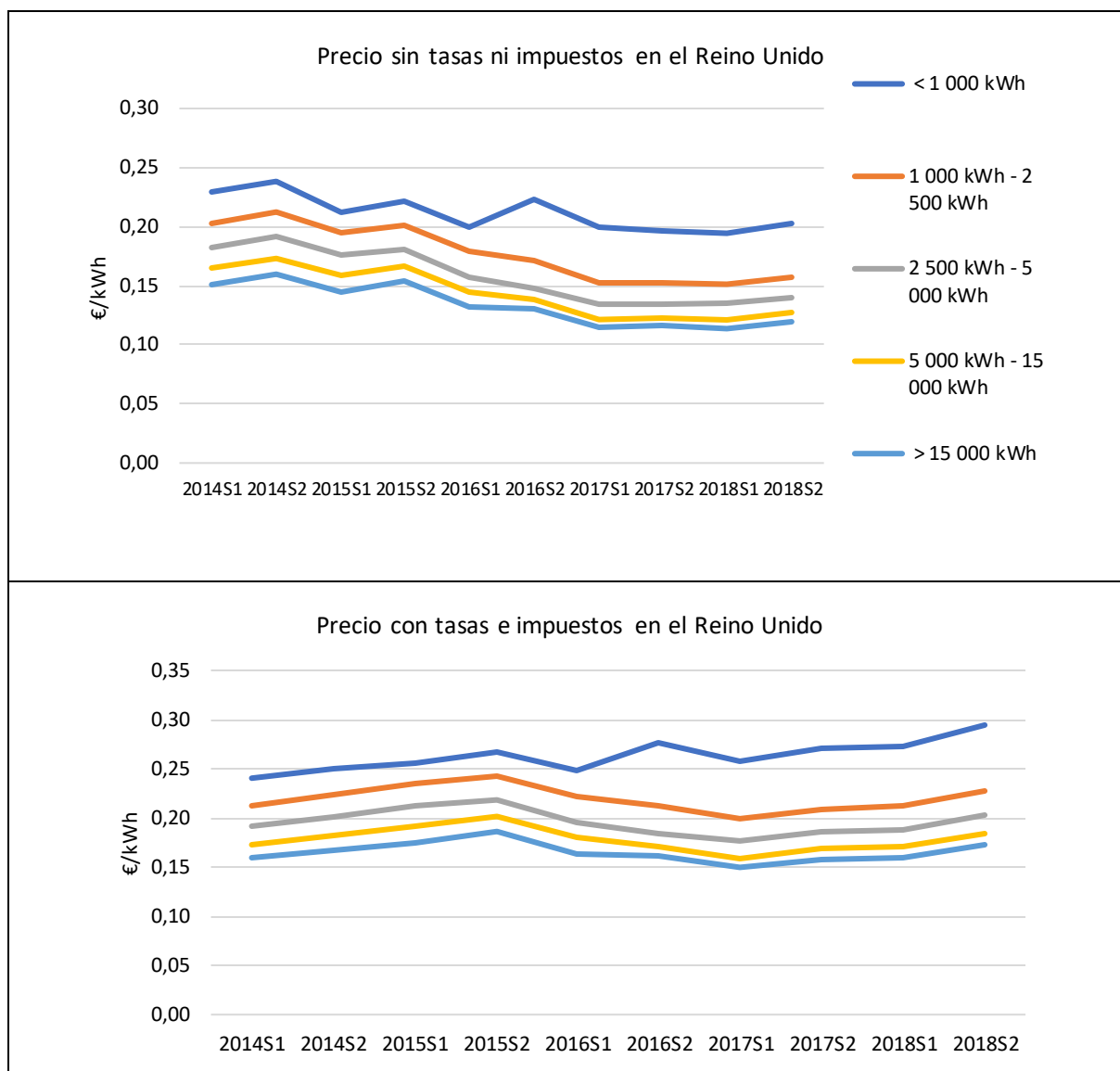
Nota 1: consumidor doméstico: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh.

Nota 2: no hay información para el año 2010.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

A continuación, se presenta la evolución del precio de la electricidad para diferentes niveles de consumo. Como puede observarse, son aquellos consumidores con menores niveles de consumo los que más pagan por la electricidad, tanto antes como después de impuestos.

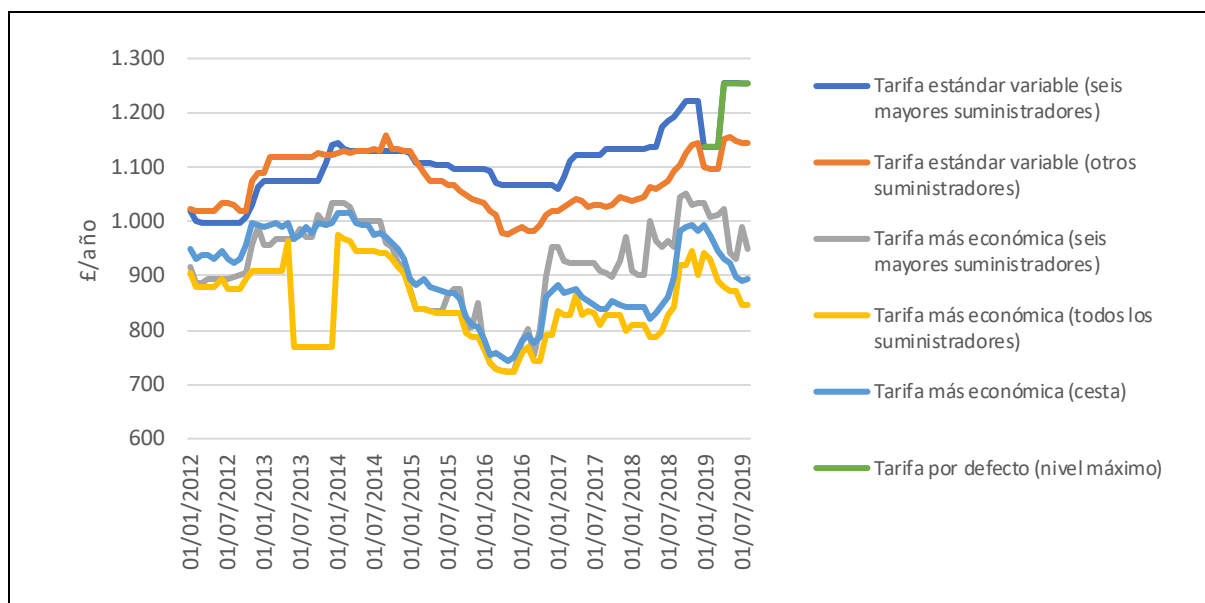
Los datos siguientes se refieren a un consumidor doméstico promedio. No obstante, las principales conclusiones son de aplicación a todos los consumidores domésticos. Comparando los dos gráficos entre sí, la diferencia de precio entre capacidades se mantiene más o menos parecida, cambiando es o sí la tendencia en su evolución. El precio más alto es para los consumos menores de 1.000 kWh y el menor para los consumos superiores a 15.000 kWh. Debido a las tasas e impuestos, en los últimos tres años se han alcanzado los valores más altos para los consumos menores de 1.000 kWh, siendo el record el año 2018 con 0,2944 €/kWh.

Gráfico 59. Evolución del precio de la electricidad en el Reino Unido para el consumidor doméstico

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Con más en detalle, el siguiente gráfico presenta la evolución del promedio de las facturas ofrecidas por diferentes suministradores. Desde 2019, existe una tarifa máxima, que resulta ser superior a todas las tarifas con las que se está comparando.

Como puede observarse, existen importantes diferencias en el coste que pagan los consumidores en función de la tarifa escogida. Estas diferencias pueden depender también del suministrador escogido y del método de pago. De hecho, consumidores con el mismo nivel de consumo, pueden estar pagando cantidades muy diferentes (Committee on Climate Change, 2017).

Gráfico 60. Evolución de la factura doméstica de electricidad en Reino Unido según tarifas

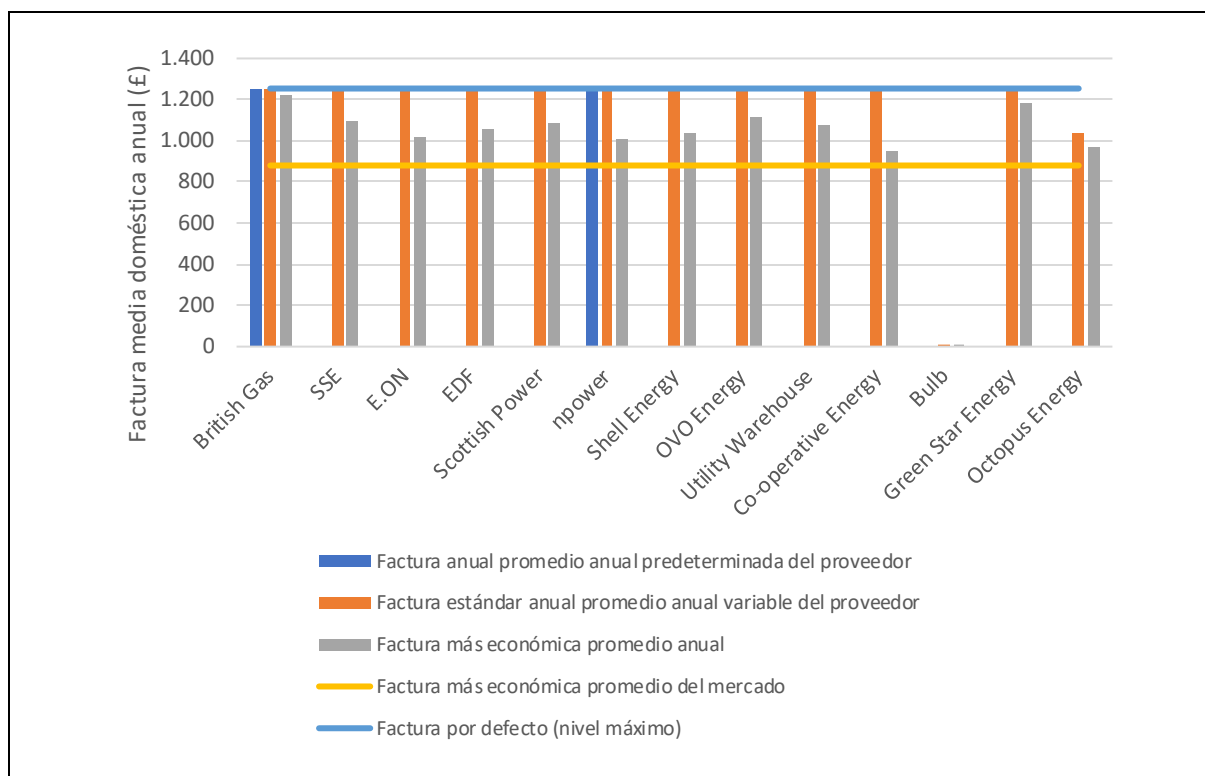
Nota 1: datos para un consumidor medio doméstico con un nivel de consumo anual alrededor de los 3.100 kWh⁶².

Nota 2: la tarifa por defecto (nivel máximo) (*default tariff cap*) entró en vigor en enero de 2019. Se trata de un nivel máximo que se aplica a todas las tarifas de energía variables y predeterminadas estándar. Los proveedores pueden fijar precios por debajo pero nunca por encima de este límite. En principio estará en vigor hasta finales de 2020, cuando se decidirá si se mantiene como máximo hasta 2023.

Fuente: elaboración propia a partir de (Ofgem, 2019d).

En el segundo trimestre de 2019, la factura (tarifa) promedio variable estándar (*average standard variable tariff*, SVT) para un consumidor doméstico se encontraba entre las 1.000 y las 1.254 libras. Las facturas menores del periodo se encontraban por encima de la mínima de 880 libras, entre 954 y 1.221. Los diferenciales se encontraban entre las 120 y las 375 libras.

⁶² Este importe podría ser superior teniendo en cuenta que de acuerdo con el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial, un hogar promedio del Reino Unido en 2017 consumió 3.800 kWh de electricidad (Pylon, 2018).

Gráfico 61. Evolución de la factura doméstica de electricidad en el Reino Unido (libras)

Nota: datos para un consumidor medio doméstico con un nivel de consumo anual alrededor de los 3.100 kWh.

Fuente: elaboración propia a partir de (Ofgem, 2019a).

Cumplir con los objetivos de avanzar hacia una energía baja en carbono, es hoy en día más costoso que quemar combustibles fósiles (Committee on Climate Change, 2017). A pesar de ello, los precios para los consumidores domésticos se han mantenido relativamente estables en los últimos años.

No obstante, cumplir con los presupuestos de carbono va a tener un coste adicional para los hogares principalmente, aunque también para la industria. Por ello, se hace necesario acompañar las medidas de descarbonización con medidas de mejora de la eficiencia energética.

Así, si se consiguiera abordar exitosamente el aislamiento en los edificios y la instalación de equipos de calefacción bajos en carbono en los hogares más desfavorecidos, sería una gran parte de la población en situación de pobreza energética la que saldría de tal categoría.

En el Reino Unido la cuestión de la pobreza energética tiene una gran relevancia⁶³. De hecho, en 2016 se estimaba que alrededor del 22,2 % de la población del país se encontraba en riesgo de pobreza energética (EU energy poverty observatory, 2019). Como consecuencia, cualquier medida que permita avanzar en reducir dicha pobreza será considerada positivamente.

⁶³ Para más detalle ver (Larrea Basterra, 2017).

5.3.2.1. Comparativa con los países europeos

En el Reino Unido, el precio de la electricidad antes de impuestos ha sido tradicionalmente de los más elevados de la UE, hasta 2016, cuando comenzó a reducirse⁶⁴ para situarse en el entorno del promedio de la UE-28 y de países como Francia y Alemania. Sin embargo, cuando se añaden los impuestos y tasas, el resultado muestra que el precio final para el consumidor ha sido más estable que en otros países y que el nivel de cargas es menor.

Así, sin tener en cuenta las tasas y los impuestos, el Reino Unido se posiciona hoy en día entre los países con mayores niveles de precios junto con Bélgica y España. En los últimos años, sin embargo, se ha alejado casi en un 30 % de los primeros puestos, posicionándose cerca de la media europea.

La evolución después de impuestos ha sido creciente para los consumidores domésticos, si bien es cierto que en algunos casos se ha producido una reducción en los últimos años. Sin embargo, el componente de tasas e impuestos ha aumentado.

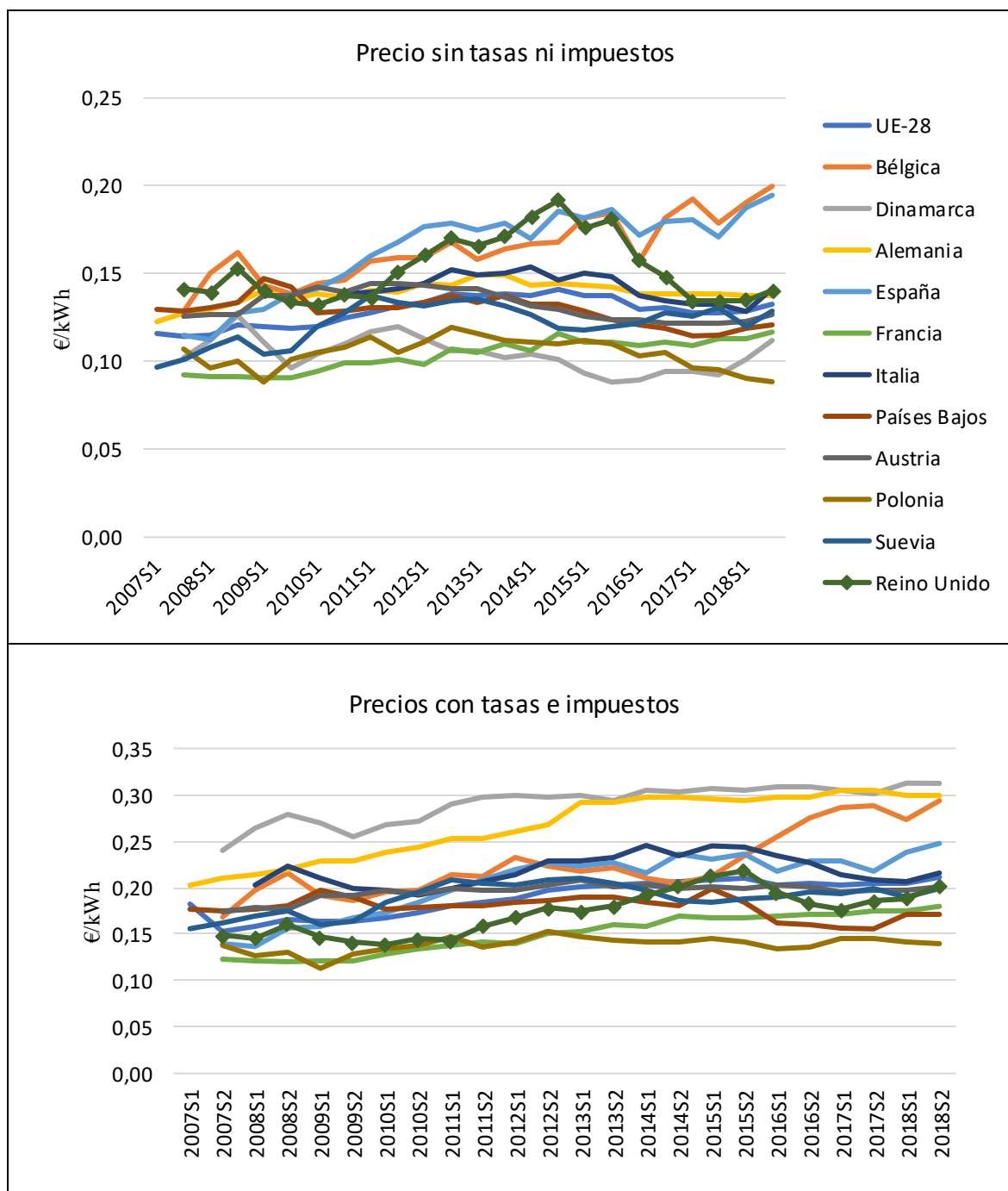
En todo caso, este incremento, que es muy considerable en Dinamarca, por ejemplo, donde ha aumentado en un 64,26 %, no lo es tanto en el caso del Reino Unido donde las tasas e impuestos han crecido en un 30,78 %.

No obstante, conviene destacar que las comparaciones de los precios de la electricidad, y en especial de sus componentes, entre Estados miembros de la UE, deben realizarse con cautela. Ello se debe a que, tras la clasificación general de costes de la energía, peajes de redes, tasas e impuestos se esconde una clasificación de componentes que no sigue un mismo patrón en todos los países. Es decir, la clasificación era dispar de país a país cuando Eurelectric lo puso de manifiesto en 2014⁶⁵ y sigue siéndolo hoy en día.

A modo de ejemplo, en Alemania, Irlanda, Francia, Italia, Noruega y Grecia, entre otros, los costes asociados a políticas gubernamentales no energéticas se incluyen en la partida de tasas e impuestos; mientras que, en España, República Checa y Dinamarca, por ejemplo, se incluyen en la de peajes de red. Por ejemplo, en el caso de Alemania, se incluyen las primas a las renovables en la partida de impuestos, mientras que en España se recogen en el peaje de red.

⁶⁴ Es interesante señalar que, entre diciembre de 2016 y agosto de 2017, los seis principales proveedores anunciaron aumentos de precios (de alrededor del 14 %) para los consumidores de electricidad, que no parecen haberse reflejado en los últimos datos de Eurostat.

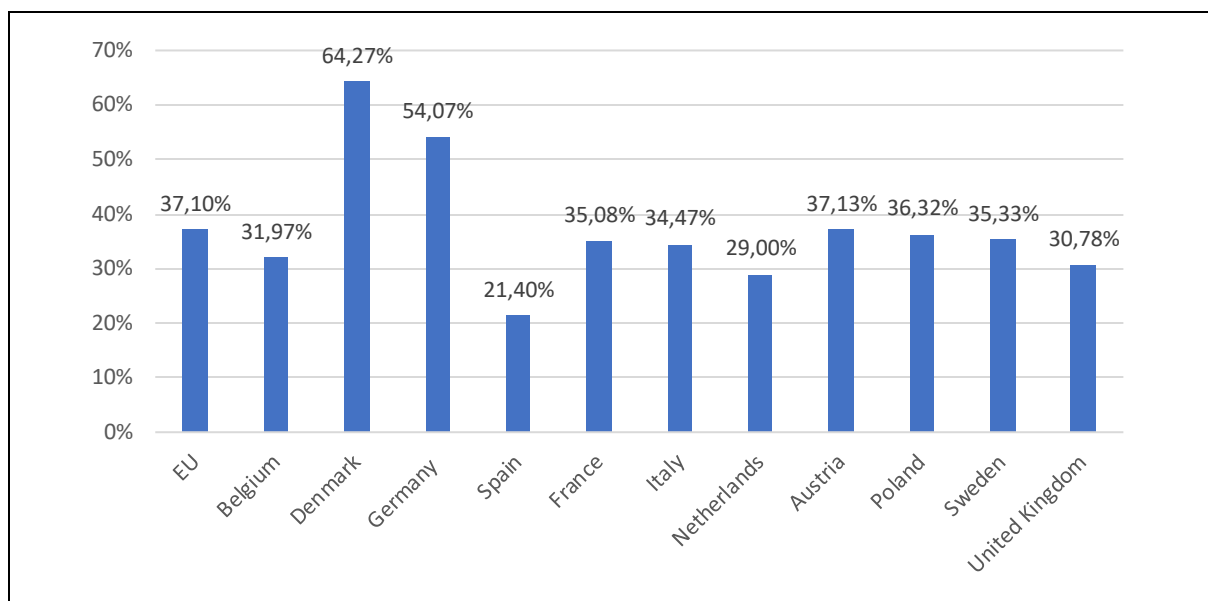
⁶⁵ Para más información ver (Díaz Mendoza, Larrea Basterra, Álvarez Pelegry, & Mosácula Atienza, 2015).

Gráfico 62. Evolución del precio de la electricidad en Europa para el consumidor doméstico

Nota: consumidor doméstico: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

En el Reino Unido se ha producido un aumento muy destacable del peso de las tasas e impuestos. Hasta 2015 se imputaba únicamente el IVA, que para la energía consumida en los hogares tenía y tiene un tipo reducido del 5 %. En 2015 se introdujeron tasas medioambientales que hicieron que aumentara el peso de la fiscalidad en el precio de la electricidad. El incremento de 2017 se produjo como consecuencia de un nuevo aumento de la carga fiscal sobre la energía mediante el desarrollo de impuestos verdes o medioambientales.

Gráfico 63. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final en 2018

Nota 1: consumidor doméstico: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh.

Nota 2: en Dinamarca, las ayudas estatales se imputan a los costes de red igual que en España. En Reino Unido, en energía (Schneider Electric, 2009).

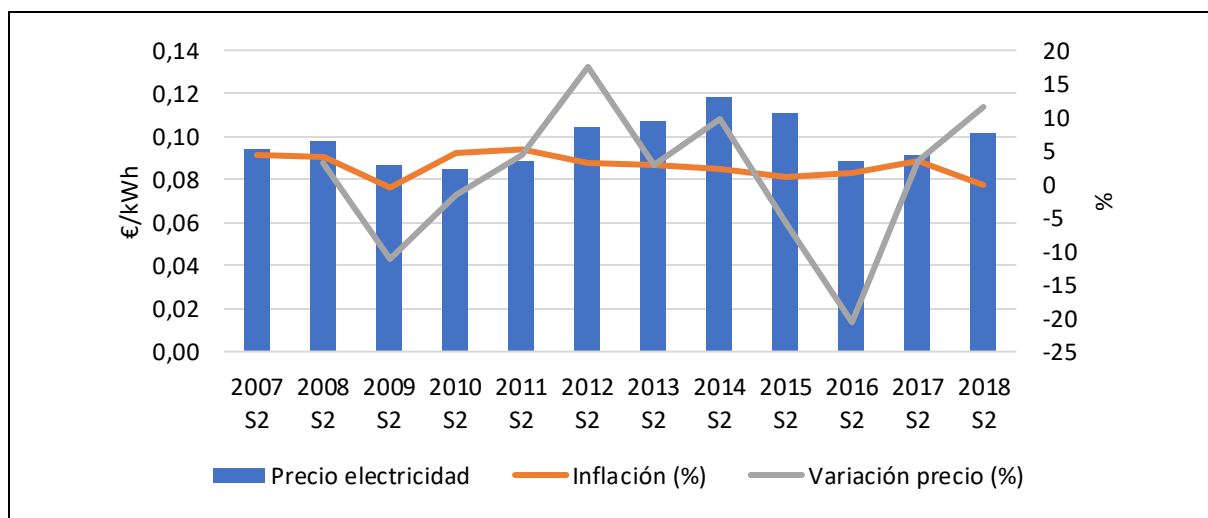
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

5.3.3. Precios para los consumidores industriales

La cuestión del precio de la electricidad para los consumidores industriales cobra especial relevancia en la medida en que los productos de determinadas industrias compiten en los mercados internacionales. En este caso existe una gran variedad de niveles de consumo, siendo, de acuerdo con datos de Eurostat, el rango más representativo el de los 2-20 GWh/año.

Así, en el caso de los consumidores industriales británicos, se puede observar que el precio de la electricidad aumentó entre 2010 y 2014, reduciéndose en 2015. No obstante, en 2016 se redujo más, por debajo del nivel de 2011. Ha habido momentos en los que el precio de la electricidad ha aumentado por encima de la inflación (2012, 2014 y 2018) y otros en los que incluso se ha reducido a pesar de una inflación bastante estable (2009 y 2016). Ello como se ha comentado con anterioridad tiene más que ver con la evolución de los precios de las fuentes de energía primaria de la generación eléctrica, así como del precio de los permisos de emisión entre otros que a la evolución habitual de los índices de precios al consumo.

Gráfico 64. Evolución del precio de la electricidad para un consumidor industrial británico en comparación con la evolución de la inflación



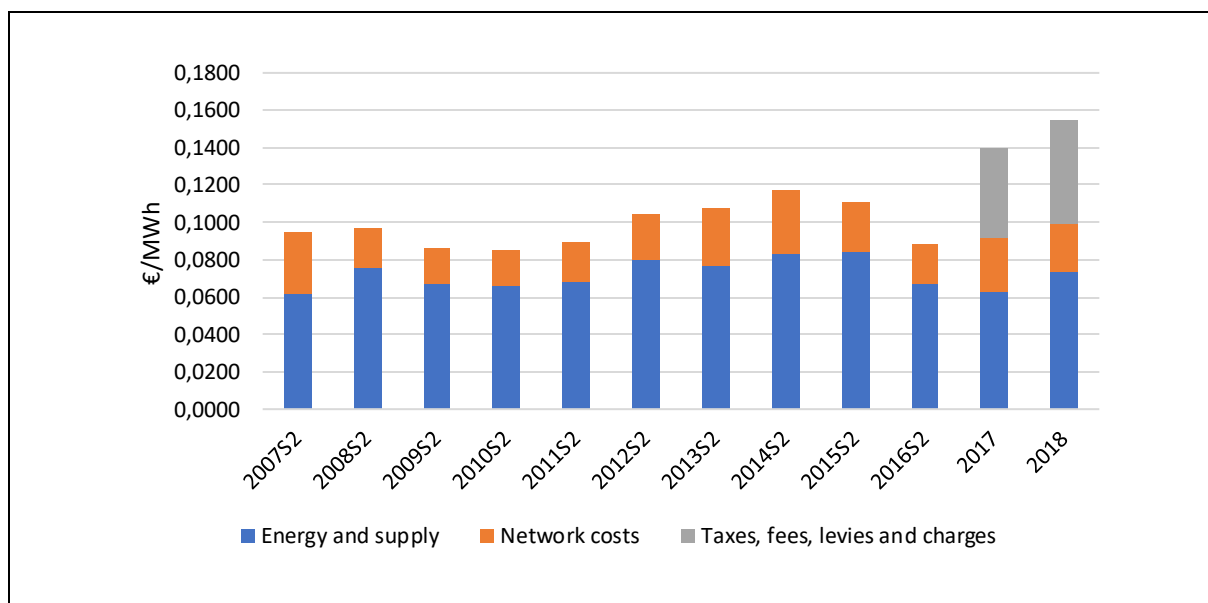
Nota 1: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

Nota 2: no incluye el IVA ni otros impuestos repercutibles.

Fuente: elaboración propia a partir de (Morley, 2019).

Por componentes, las estadísticas de Eurostat no ofrecen información sobre el componente de tasas e impuestos hasta 2017. No obstante, sí existían cargas de esta naturaleza, entre ellas el impuesto sobre el cambio climático. En 2017 y 2018, el peso de los diferentes componentes se ha mantenido estable.

Gráfico 65. Evolución por componentes del precio de la electricidad para un consumidor industrial británico



Nota 1: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

Nota 2: en tasas e impuestos no se incluye el IVA.

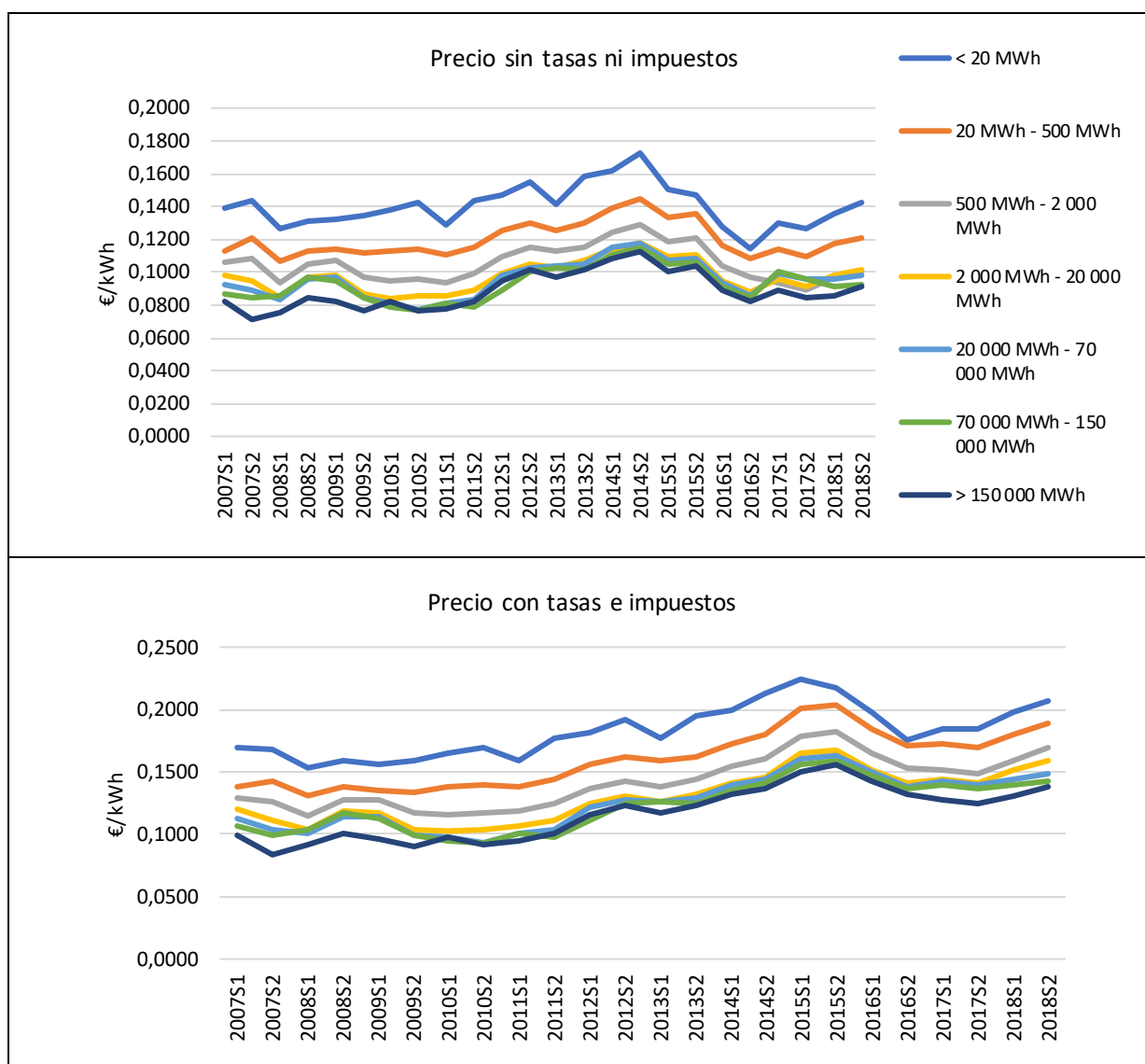
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

En general, los consumidores con menores niveles de consumo son los que más pagan por la electricidad, tal y como también sucedía en el caso de los consumidores domésticos y como sucede en otros países como Francia y Alemania. Las diferencias han podido ser de 7,19 c€/kWh antes de tasas e impuestos y de hasta 8,46 c€/kWh después de tasas e impuestos entre niveles de consumo.

La evolución en este caso resulta menos estable en el tiempo, intercalando años con crecimientos con otros con decrecimientos. No obstante, esta tendencia ha ido amortiguándose en los últimos años. En efecto, antes de impuestos, la evolución muestra una tendencia relativamente estable a largo plazo, pero con una cierta volatilidad y picos y descensos en los precios.

Sin embargo, en el momento en que se incluyen las tasas e impuestos, se ve una tendencia creciente en el tiempo, donde los máximos se vivieron alrededor de 2015.

Gráfico 66. Evolución del precio de la electricidad para el consumidor industrial



Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

En el Reino Unido, la mayor diferencia en los precios antes de impuestos la han sufrido los consumidores de menos de 20 MWh (5,83 c€/kWh). Con tasas e impuestos, la mayor diferencia es para aquellos consumidores con niveles de consumo de entre 20 y 500 MWh, siendo esta de 7,27 c€/kWh. Resulta destacable que conforme aumenta el consumo, menor es el nivel de las tasas e impuestos.

Como ya se ha comentado para el caso de los consumidores domésticos, se espera que el cumplimiento de los presupuestos de carbono lleve a un ligero aumento de los precios de la electricidad. Para poder contrarrestar este aumento se plantea la eficiencia energética como herramienta de gran valor (Committee

on Climate Change, 2017). No obstante, conforme aumente la presión para avanzar hacia la descarbonización, los precios irán en paralelo y no siempre serán factibles medidas de eficiencia energética.

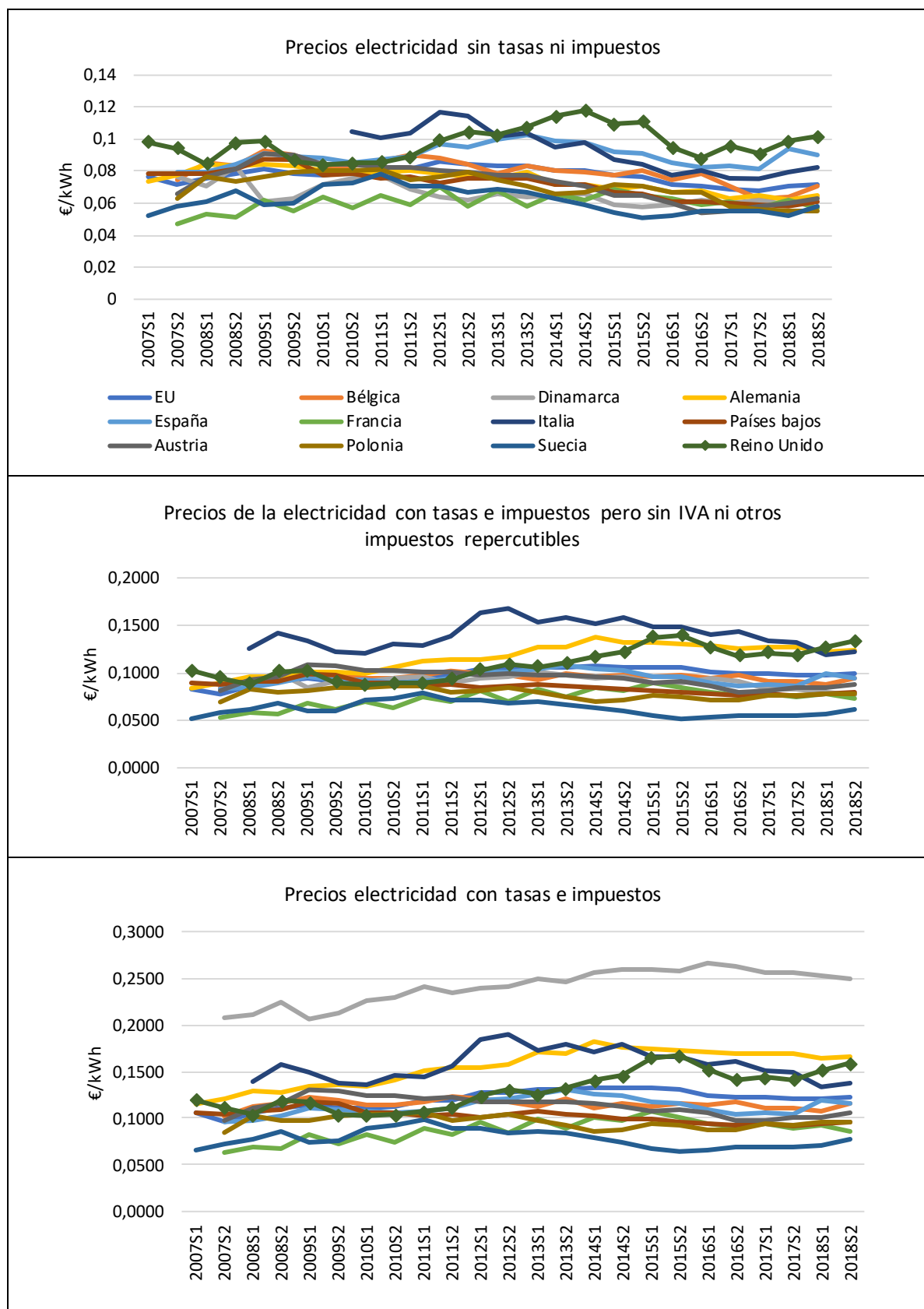
5.3.3.1. Comparativa con los países europeos

Como se ha comentado, los precios de la electricidad en el Reino Unido para los consumidores industriales han aumentado a lo largo del tiempo, si bien es cierto que en algunos casos se ha producido una reducción recientemente.

De los países presentados en el siguiente, únicamente en los Países Bajos y en Suecia el precio con tasas e impuestos se ha reducido en el periodo.

La situación del Reino Unido destaca tanto teniendo en cuenta las tasas e impuestos como sin ellos. Así, ha sido el país que ha experimentado el precio más alto desde 2013 sin tener en cuenta tasas e impuestos. Sin embargo, Dinamarca, Alemania e Italia superan sus precios al tener en cuenta los impuestos. Por su parte, Alemania presenta tras Dinamarca los mayores niveles de precios con todas las tasas e impuestos incluidos, pero en todo caso, Dinamarca tiene un precio de alrededor de 10 céntimos de euro/kWh por encima⁶⁶.

⁶⁶ La situación de Dinamarca, con unos precios de la electricidad sin tasas ni impuestos entre los más reducidos, pasa a una primera posición cuando se incluyen estos. Como se ha señalado para los consumidores domésticos, esto es un indicativo del peso de conceptos ajenos al coste de suministro de la electricidad.

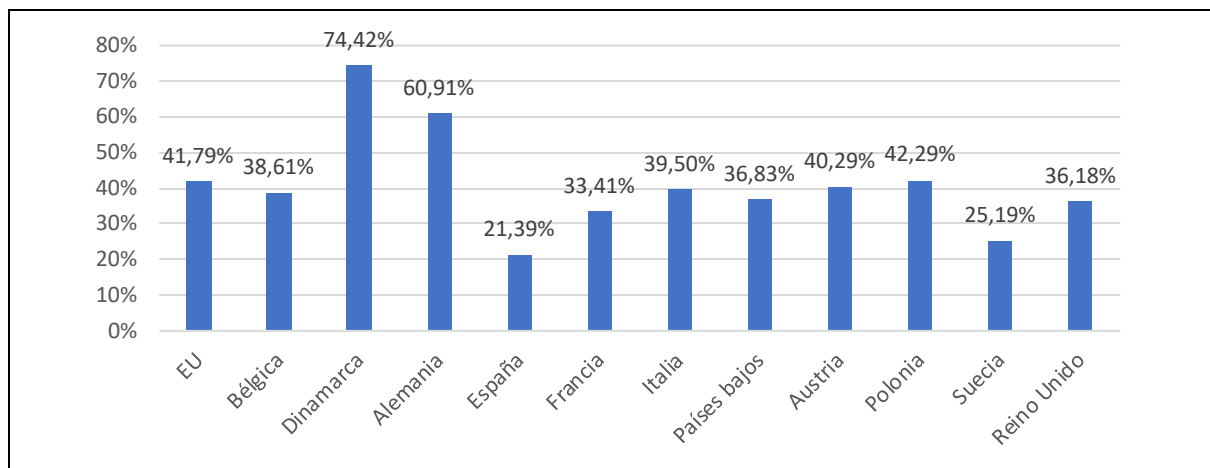
Gráfico 67. Evolución del precio de la electricidad en Europa para el consumidor industrial

Nota: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

En el Reino Unido, son pocos los clientes, entre los cuales también se encuentran los consumidores industriales más intensivos, que se benefician de exenciones en las tasas e impuestos. En todo caso, muchos menos que en el continente y en Alemania en particular (Lescoeur, 2017).

Gráfico 68. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final en 2018



Nota 1: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

Nota 2: en Dinamarca, las ayudas estatales se imputan a los costes de red igual que en España. En el Reino Unido, en energía (Schneider Electric, 2009).

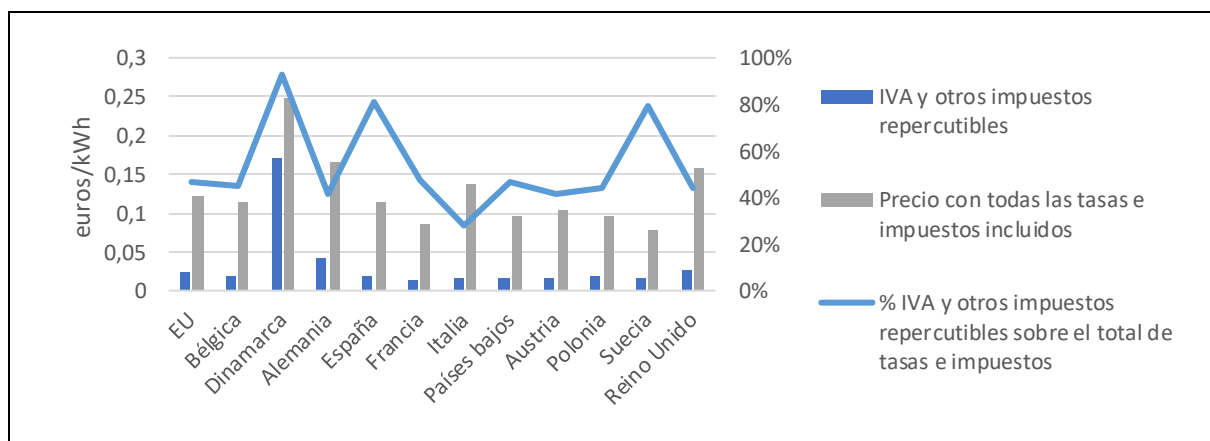
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Como ya se señalara para los consumidores domésticos, las comparaciones de los precios de la electricidad y, en especial, de sus componentes entre Estados miembros de la UE deben realizarse con cautela.

Así, en el Reino Unido se ha producido un aumento destacable del peso de las tasas e impuestos, en parte como consecuencia de la introducción en 2015 de nuevas tasas medioambientales. También en Alemania ha aumentado el peso de las tasas e impuestos en el precio de la electricidad, entre otros, ocasionado por el aumento de la tasa de renovables y por la reducción del precio del componente energía. No obstante, este aumento ha sido continuado en el tiempo en comparación con el cambio en el Reino Unido. De igual manera, ha aumentado de manera considerable el peso de las tasas e impuestos en Italia.

A continuación, se presenta para 2017 el precio de la electricidad de cada país y la parte correspondiente al IVA y a los impuestos repercutibles.

Gráfico 69. Precio de la electricidad e impuestos repercutibles en 2018



Nota: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

En Dinamarca la mayor parte del precio de la electricidad de consumidores industriales se debía al IVA y a otros impuestos repercutibles, con 0,17 euros/kWh en 2018, seguido se encuentra Alemania con 0,0419 euros/kWh. En España suponía en 2018 el 81,30 %. En el caso del Reino Unido, el peso fue del 44,44 % en 2018.

5.4. Precios del gas natural

El Reino Unido es un país productor de gas, fuente energética que ha ido ganando cuota de mercado en las últimas décadas, en particular en detrimento del carbón y de los derivados del petróleo, tanto en el ámbito doméstico como en el industrial. Su uso, sin tener en cuenta la generación eléctrica, ha ido principalmente dirigido a procesos relacionados con el calor.

En Europa, el Reino Unido cuenta con el primer mercado gasista (o *hub* gasista) de Europa, el National Balancing Point (NBP), creado en 1996, que se convirtió en el primer punto virtual de negociación de gas activo en este continente. El origen de este mercado se encuentra en el proceso de liberalización del sector gasista iniciado con la Ley del Gas (*Gas Act*) de 1986. Esta Ley privatizó British Gas Corporation y liberalizó el suministro, primero a los grandes consumidores y posteriormente a los pequeños consumidores domésticos (1995) (Álvarez Pelegrí, Figuerola Santos, López, Martín Uliarte, & Sarrado, 2013).

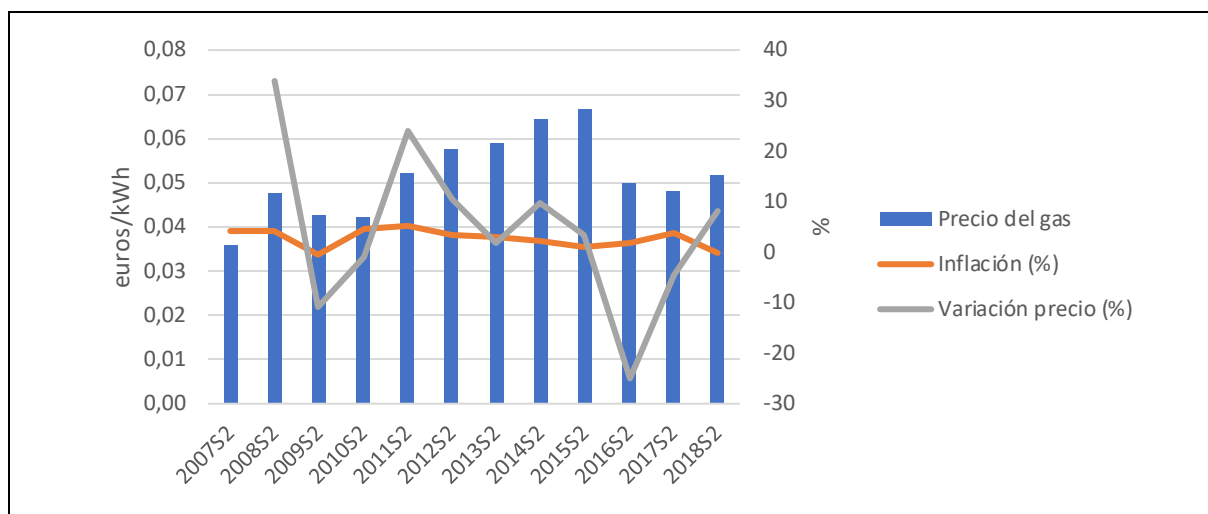
Si bien se creó con el objetivo de facilitar el balance diario de la red de gas, el NBP evolucionó hacia otros tipos de operaciones de compra-venta de gas. Durante los últimos años de la década de los noventa, los volúmenes negociados aumentaban de manera continua y si bien la recesión de 2001 paralizó su crecimiento, en esos años ya podía predecir que el NBP evolucionaría hacia el ámbito europeo. De hecho, con el paso del tiempo, la señal de precios marcada por el NBP se ha convertido en la referencia de los diferentes contratos.

Según datos de la IEA, los precios de venta al usuario final en el sector doméstico han disminuido en los últimos años. Desde una perspectiva internacional, se considera que los precios del gas del Reino Unido son relativamente bajos. Así, en 2017, el Reino Unido se posicionaba en cuarto lugar con los precios más bajos del gas en la industria y los octavos más bajos para el caso de los hogares, en comparación con los países pertenecientes a la IEA.

5.4.1. Precios para los consumidores domésticos

Tal y como se puede observar en el gráfico siguiente, los precios del gas para los consumidores domésticos no se vieron apenas afectados por el pico de precios de 2008, a diferencia de la reducción del año 2016. En todo caso, la evolución del precio del gas para consumidores domésticos ha ido variando a lo largo de los años. Solamente en 2007, 2016 y 2017 ha sido la inflación mayor que la variación del precio del gas en el Reino Unido. Entre los años 2010 y 2015 el incremento fue del 36,8 %. Sin embargo, en el año 2016, el precio respecto al año anterior descendió en un 25 %, manteniéndose alrededor de los 0,05 €/kWh en los últimos tres años.

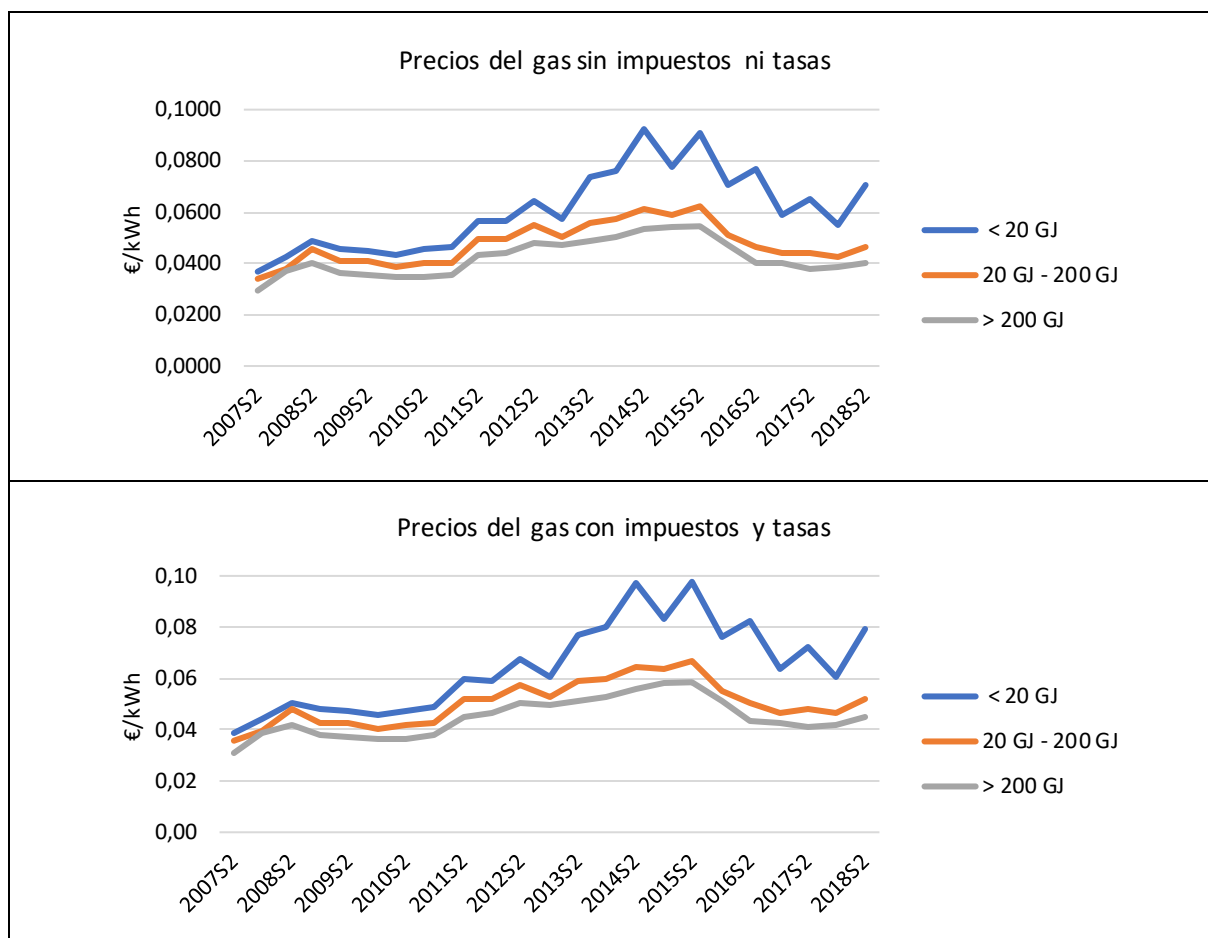
Gráfico 70. Evolución del precio del gas para un hogar británico en comparación con la evolución de la inflación



Nota: consumidor doméstico D2: 20 GJ < Consumo < 200 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat y (Morley, 2019).

La evolución del precio del gas para el consumidor doméstico británico para las diferentes bandas de consumo ha seguido una evolución paralela, aunque a mayor nivel de consumo, el precio del gas es inferior. No obstante, la diferencia entre estas se acentuó en el año 2014, cuando el precio para los consumidores más pequeños pasó a ser un 33,4 % superior al de los consumidores inmediatamente superiores y un 42,16 % mayor que para los consumidores con niveles de consumo de más de 200 GJ. Las tasas e impuestos sobre el gas en el Reino Unido para los consumidores domésticos son reducidos.

Gráfico 71. Evolución del precio del gas para el consumidor doméstico

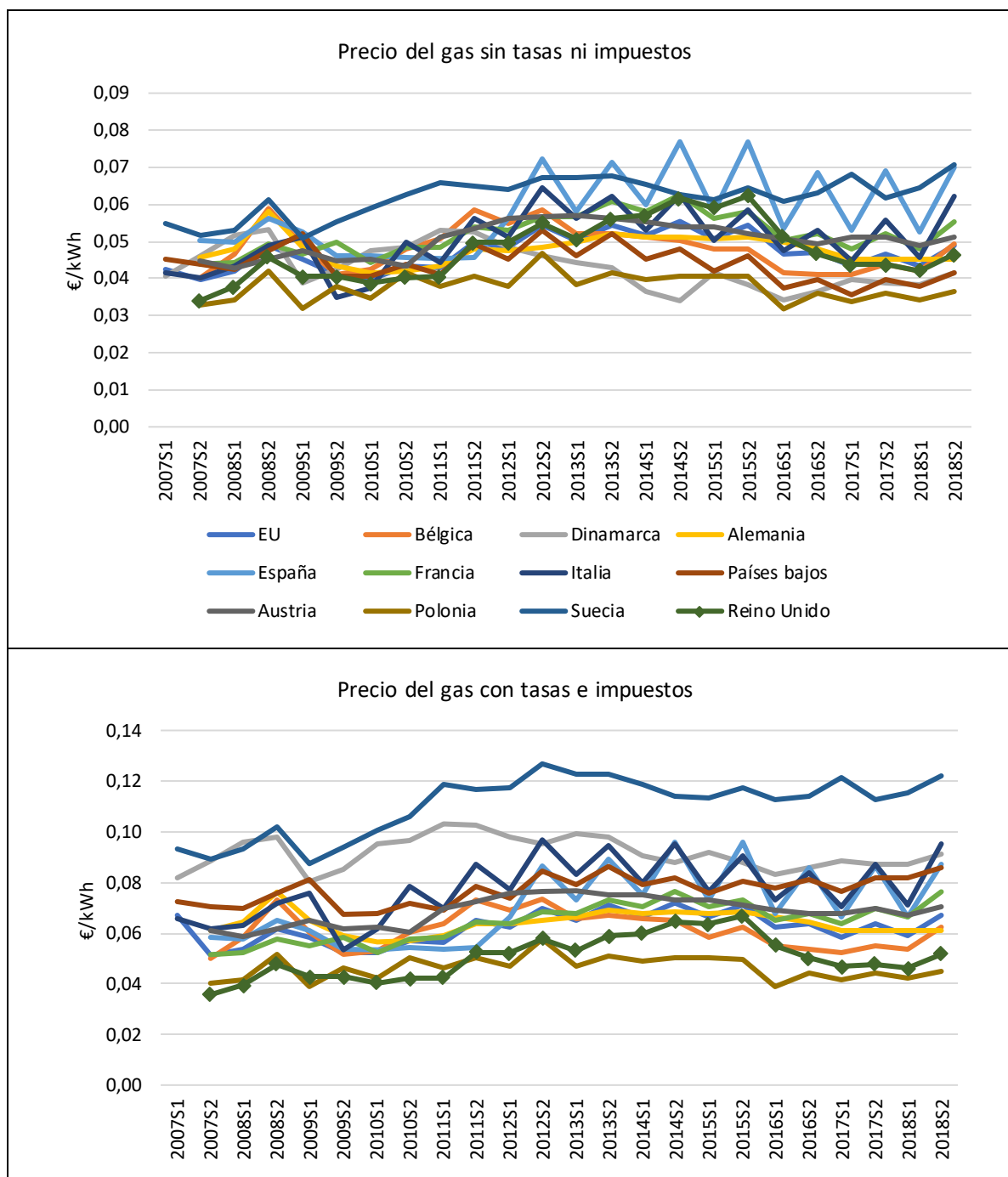
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

5.4.1.1. Comparativa con los países europeos

En 2011, los precios del gas para los consumidores domésticos europeos convergieron de manera destacable, aunque desde entonces, y a pesar del creciente desarrollo de los mercados organizados de gas en la UE, los precios han divergido, siendo España y Suecia, junto con Italia, los países con mayores niveles de precio sin tasas ni impuestos. Los precios del Reino Unido se mantienen en un nivel intermedio, aunque ha habido momentos en los que se ha encontrado entre los más elevados.

Cuando se incorporan las tasas e impuestos, la situación es mucho más dispar. Suecia mantiene su liderazgo en nivel de precios y España ocupa una posición posterior, con precios elevados pero menores que los suecos. El Reino Unido, en este caso, mantiene una posición favorable, con precios reducidos.

Existen grandes diferencias entre las tasas e impuestos sobre el consumo de gas doméstico en la UE, de manera que en algunos casos no llegan a 1 c€/kWh y en otros alcanzan los 6 c€/kWh.

Gráfico 72. Evolución del precio del gas en Europa para el consumidor doméstico

Nota: consumidor doméstico D2: 20 GJ < Consumo < 200 GJ.

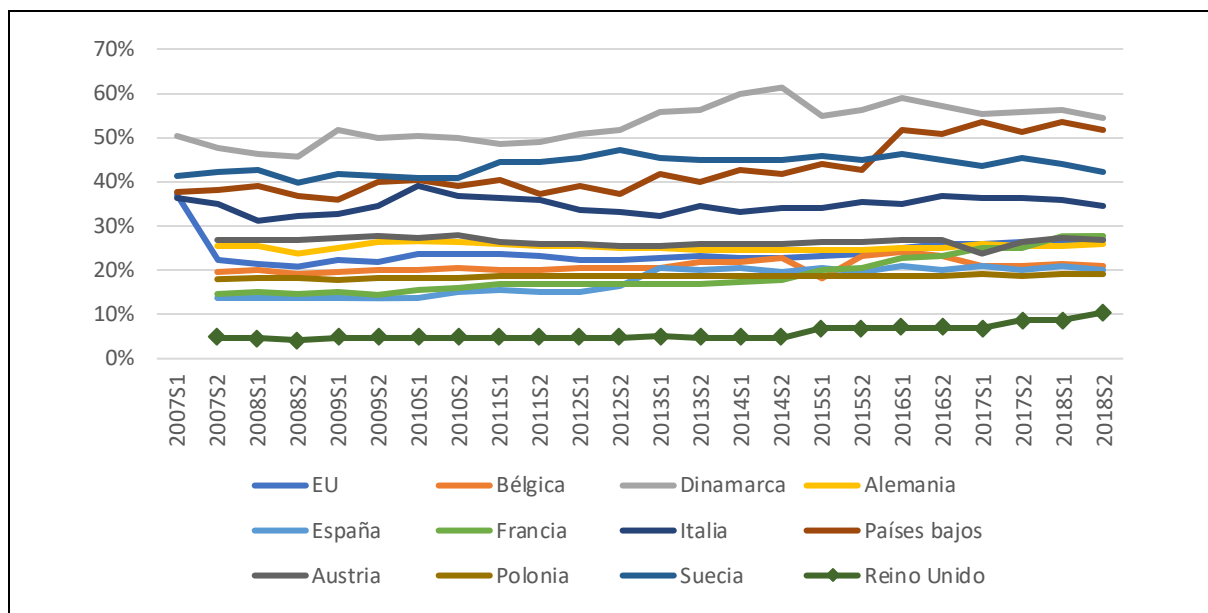
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede observar que hay países como Suecia y Dinamarca donde el peso de las tasas e impuestos se sitúa alrededor de la mitad del precio del gas. Sin embargo, en el caso del Reino Unido, las tasas e impuestos no han supuesto un incremento reseñable a lo largo de los años, siendo este alrededor del 5 %. Hasta el año 2015, su comportamiento ha sido creciente, pero en los últimos años se ha conseguido reducir, aproximándose a los 4,7 c€/kWh.

Como se ha podido ver anteriormente en el caso de la electricidad, el Reino Unido se posicionaba entre las primeras fuerzas con los precios más elevados antes de tener en cuenta las tasas e impuestos. No obstante,

en el ranking del gas pasa desapercibido manteniéndose en la media con otros países. En ambos productos en cambio, la influencia de las tasas e impuestos tiene un carácter similar, manteniéndose como los más bajos entre los países estudiados. Los siguientes países que les siguen, que aun así les dobla en porcentaje, son Francia y Polonia. En el siguiente gráfico se puede apreciar la evolución del porcentaje que suponen las tasas e impuestos.

Gráfico 73. Evolución del porcentaje que representan las tasas e impuestos del precio final del gas para el consumidor doméstico

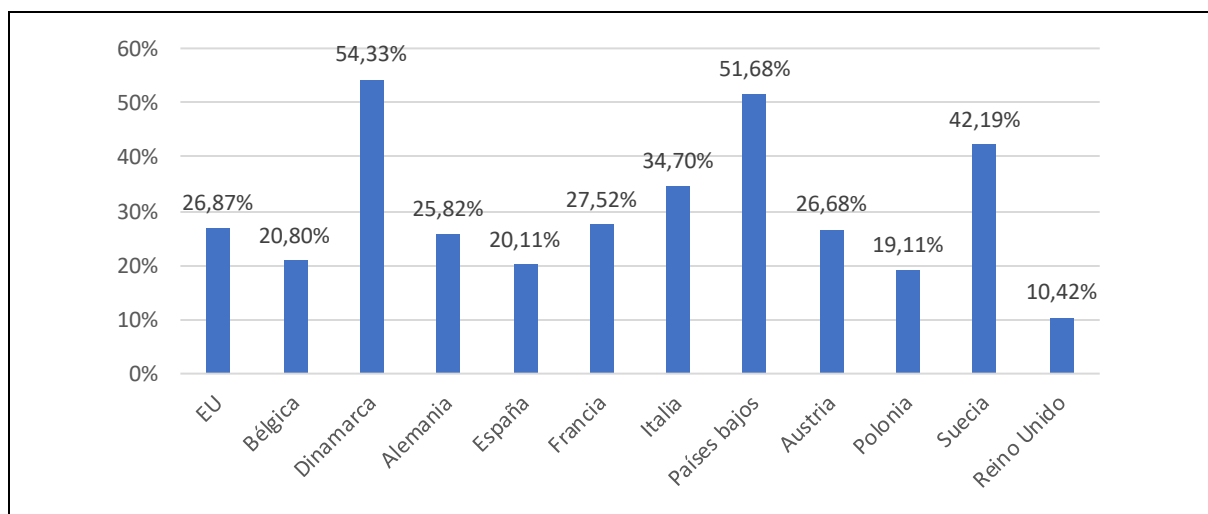


Nota: consumidor doméstico D2: 20 GJ < Consumo < 200 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

A continuación, se recoge el porcentaje que suponían las tasas e impuestos sobre el precio final en 2018, observándose importantes diferencias entre países. Dinamarca, los Países Bajos y Suecia se posicionarían en los primeros puestos, mientras que el Reino Unido, Polonia y España en los últimos.

Gráfico 74. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final del gas para el consumidor doméstico en 2018



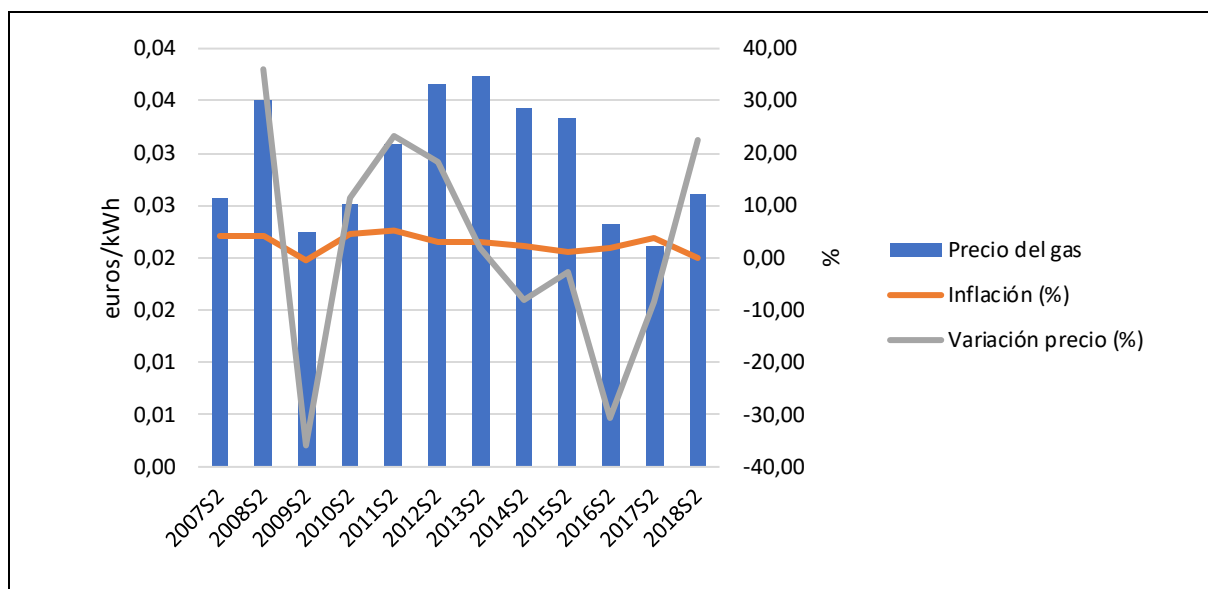
Nota: consumidor doméstico D2: 20 GJ < Consumo < 200 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

5.4.2. Precios para los consumidores industriales

Si bien los precios del gas para los consumidores domésticos constituyen un elemento relevante para la calidad de vida, los precios del gas para los consumidores industriales resultan de interés en términos de competitividad. En el caso del Reino Unido, se puede apreciar el descenso del precio después del año 2013, hasta alcanzar su mínimo en 2017 con 2,12 c€/kWh siendo menor que la inflación. En 2018, se produjo un nuevo aumento del precio.

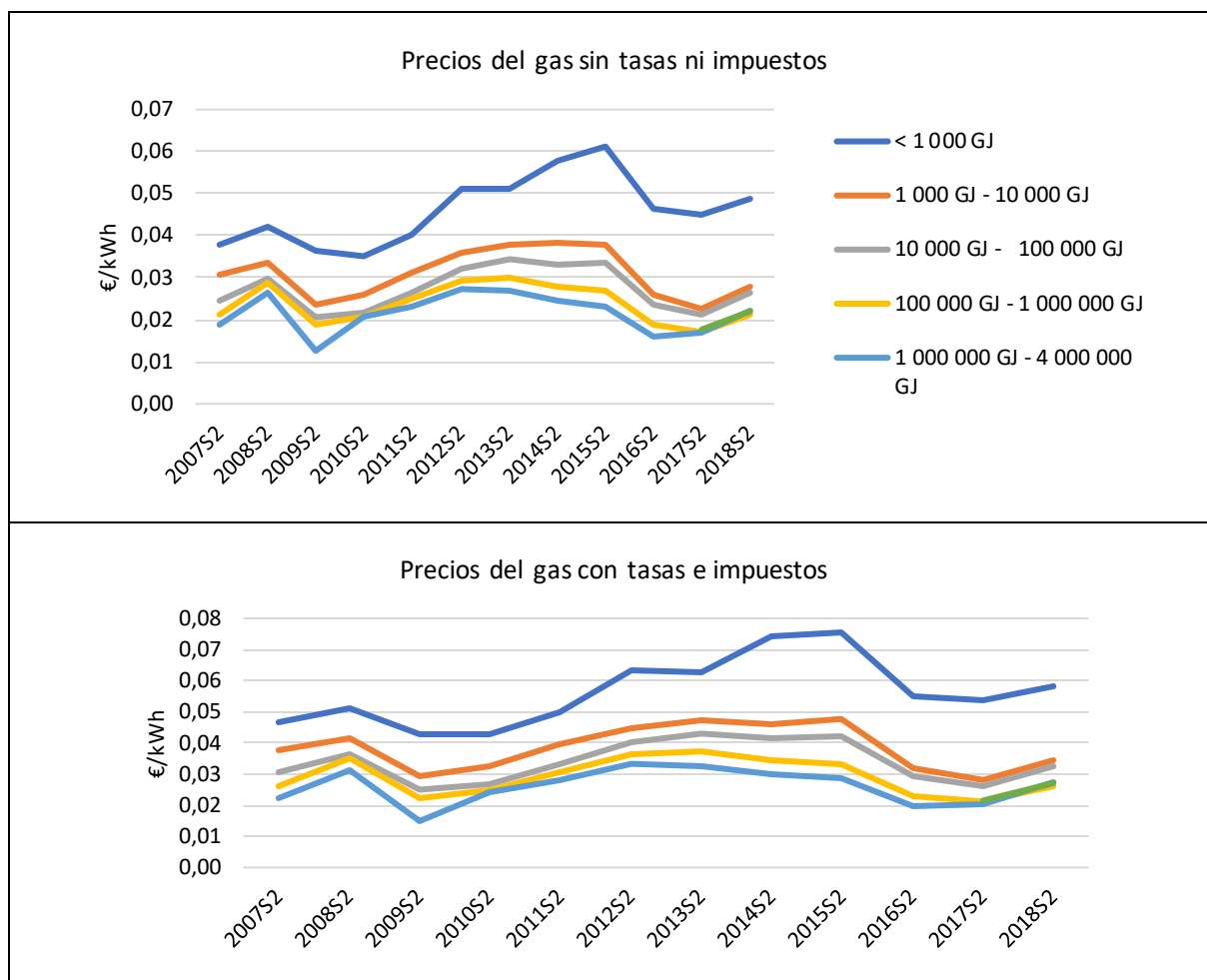
Gráfico 75. Evolución del precio del gas para un consumidor industrial británico en comparación con la evolución de la inflación



Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

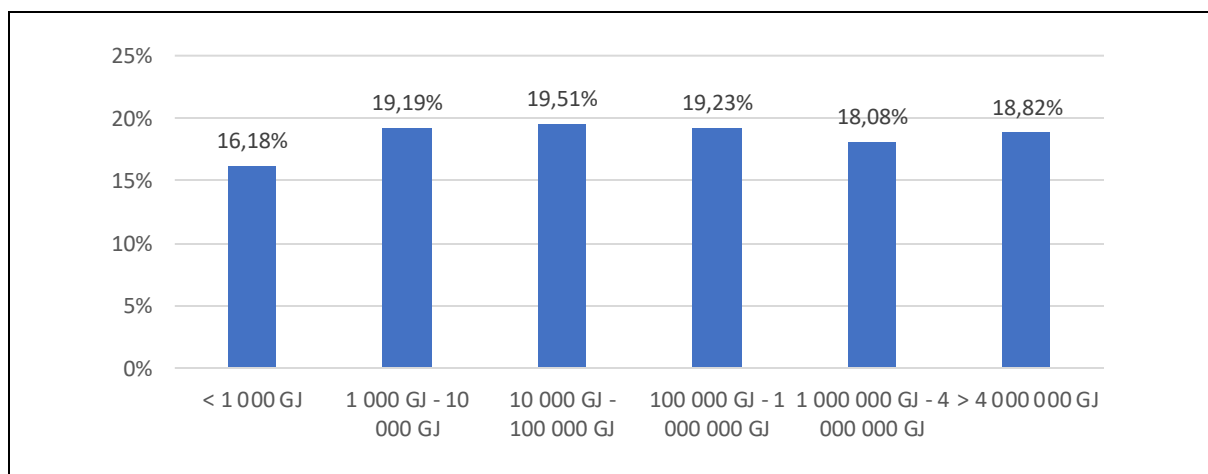
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat y (Morley, 2019).

Con unos precios del gas inferiores para los consumidores industriales que otros países, como se verá más adelante, a partir del primer pico experimentado en 2008, la evolución del precio ha sido incremental hasta el año 2015 prácticamente en las seis categorías destacadas. Sin embargo, en los siguientes años había disminuido considerablemente mientras que este último año reflejaba una tendencia creciente.

Gráfico 76. Evolución del precio del gas en Reino Unido para el consumidor industrial

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

En el Reino Unido no hay diferencias considerables en lo que a tasas e impuestos se refiere. Como se puede observar, es cierto que, a menores consumos, los precios son mayores pero el peso que representan en cada categoría es parecido. Como puede observarse, destaca la menor presión fiscal sobre aquellos consumos menores que 1.000 GJ. En el resto de categorías esta se encuentra alrededor del 19 %.

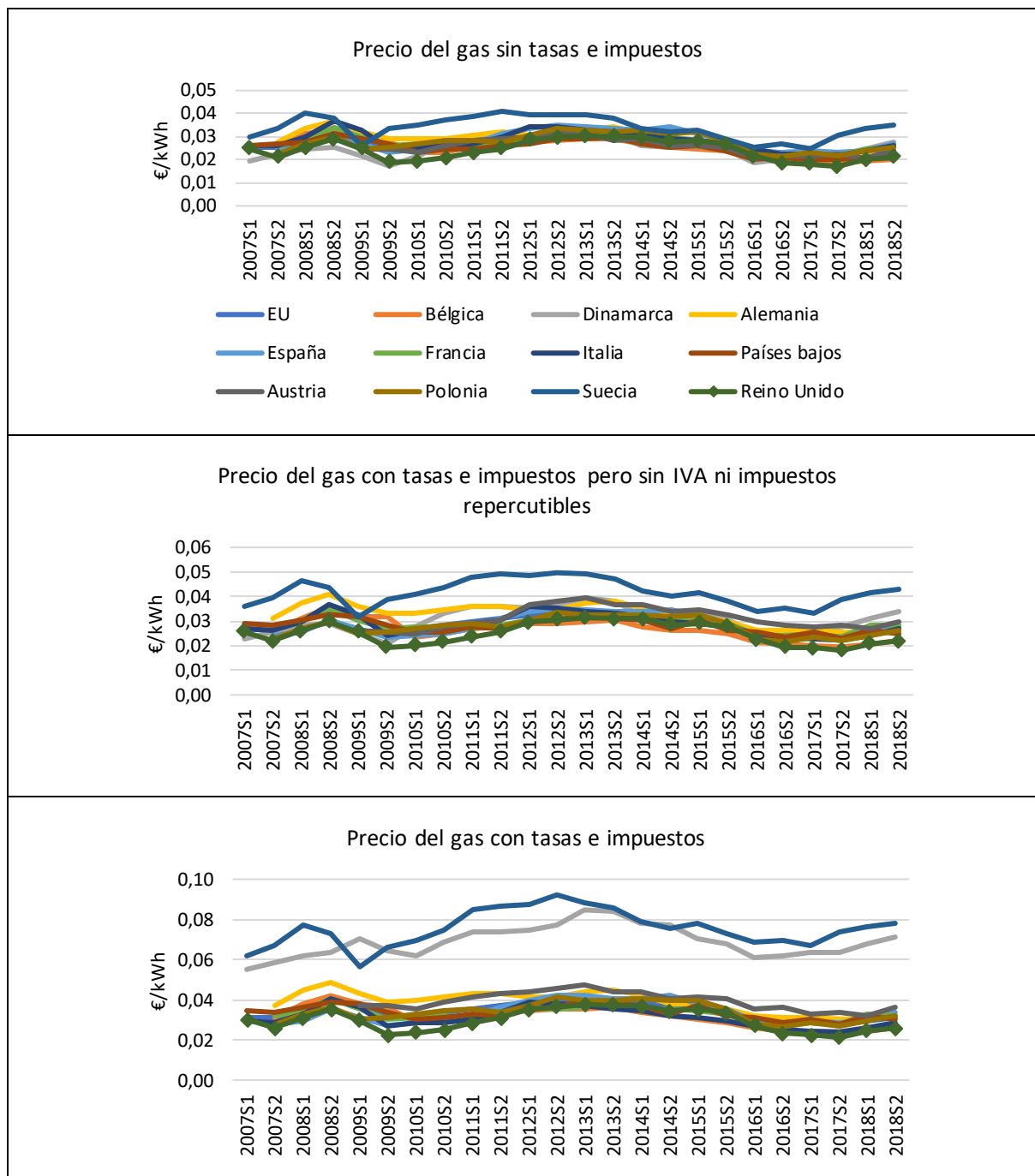
Gráfico 77. Porcentaje del precio del gas que son tasas e impuestos en 2018

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

5.4.2.1. Comparativa con los países europeos

Los últimos años los precios del gas para los consumidores industriales han seguido una ligera tendencia decreciente, que en algunas bandas de consumo se ha acentuado durante 2016 y 2017. En general, la reducción del precio se debe a la evolución de los precios del gas en el mercado, más que a un ajuste de los demás componentes que conforman el precio final para el consumidor. El Reino Unido mantiene unos reducidos precios del gas tanto antes de aplicar las tasas y los impuestos como después, en comparación con otros países de la UE. No obstante, la tendencia en 2018 ha sido la contraria.

Gráfico 78. Evolución del precio del gas en Europa para el consumidor industrial

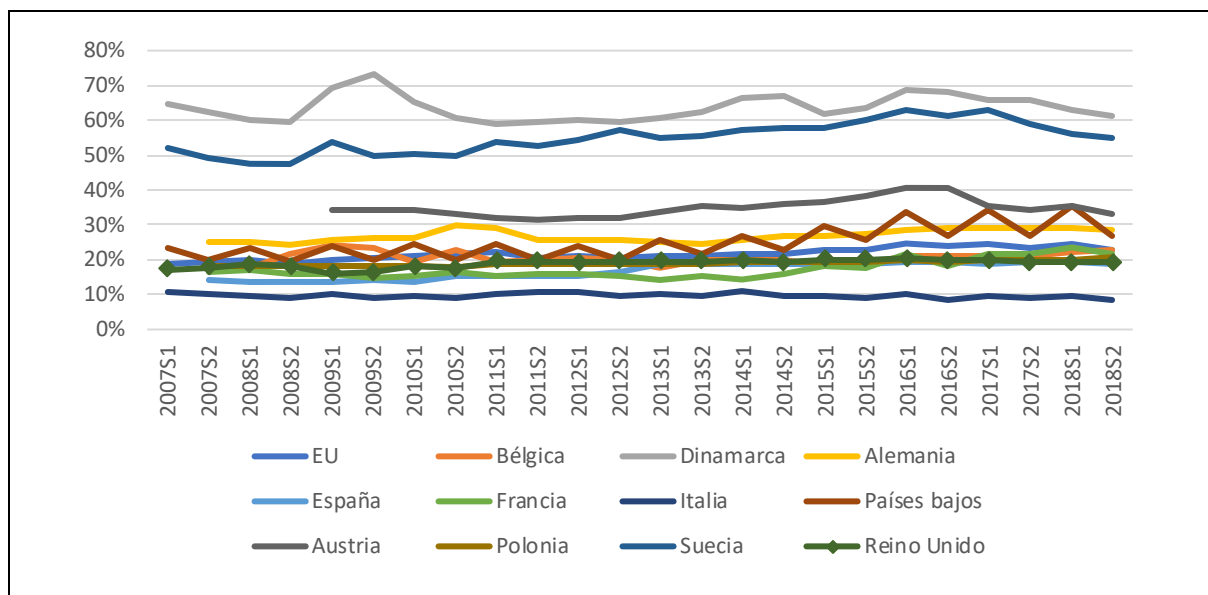


Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Dinamarca y Suecia son los países con mayores tasas e impuestos de los países objeto de comparación. El Reino Unido presenta una reducida fiscalidad sobre el gas, parecida a la de Italia y Bélgica. En todo caso, se puede destacar el peso estable de la fiscalidad sobre los precios del gas para consumidores industriales en el Reino Unido.

Gráfico 79. Evolución del porcentaje que representan las tasas e impuestos del precio final del gas

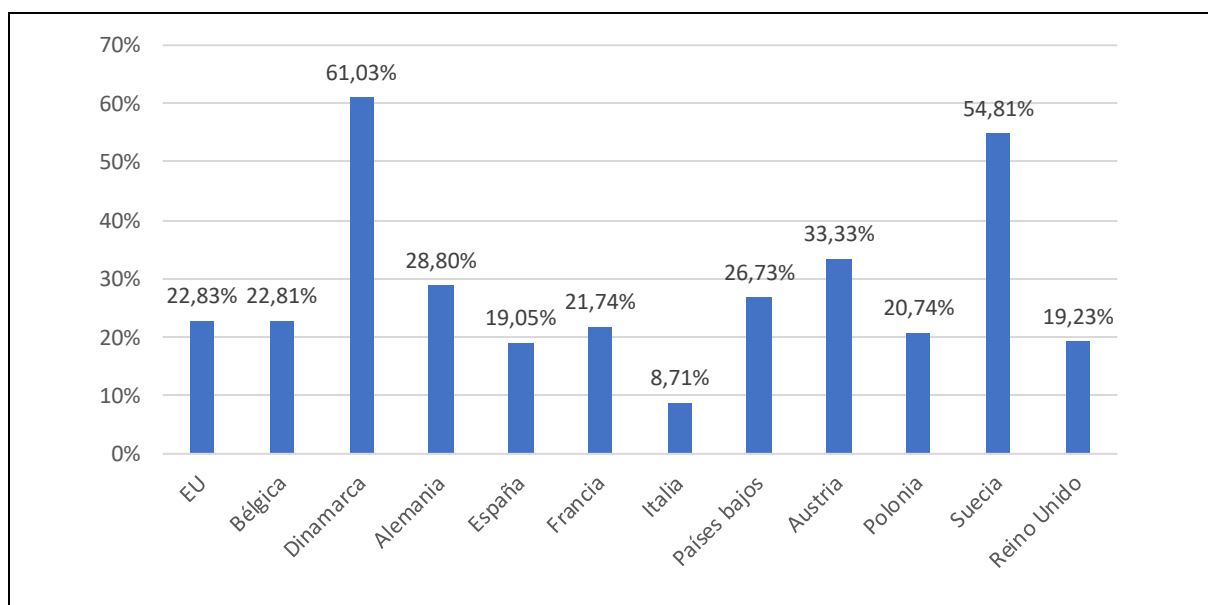


Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

A continuación, se recoge el porcentaje que suponen las tasas e impuestos sobre el precio final en 2018. Se observa que Dinamarca y Suecia no presentan grandes cambios respecto a los consumidores domésticos.

Gráfico 80. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final del gas para el consumidor industrial en 2018

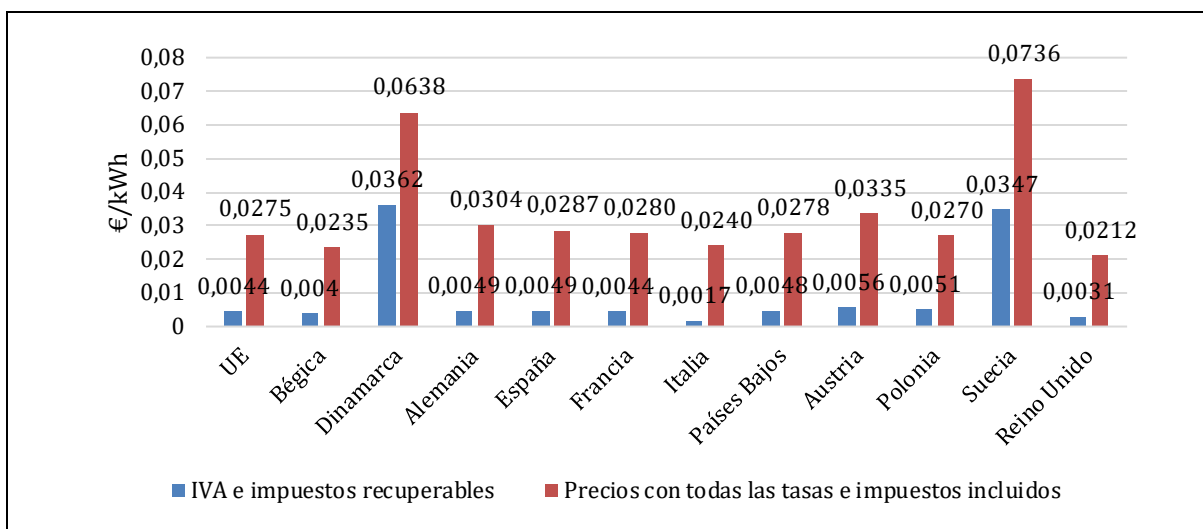


Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Respecto al IVA y otros impuestos repercutibles, en Dinamarca y Suecia suponen una parte importante del precio final, no así en el resto de países, incluidas Alemania y Francia.

Gráfico 81. Precio del gas e impuestos repercutibles para el consumidor industrial en 2018



Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

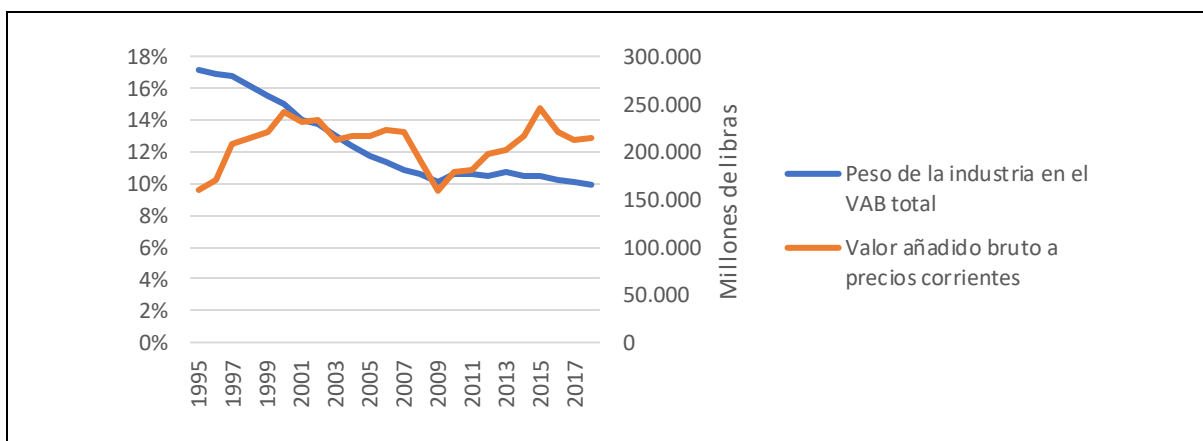
5.5. Implicaciones de los precios de la energía en los precios industriales

Hasta aquí se han presentado los precios de las diferentes fuentes energéticas, diferenciando fundamentalmente entre consumidores domésticos e industriales. Como se ha podido observar, existen diferencias considerables tanto por tipo de consumidor como por nivel de consumo. En todo caso, en general, a mayor nivel de consumo menor precio de la energía.

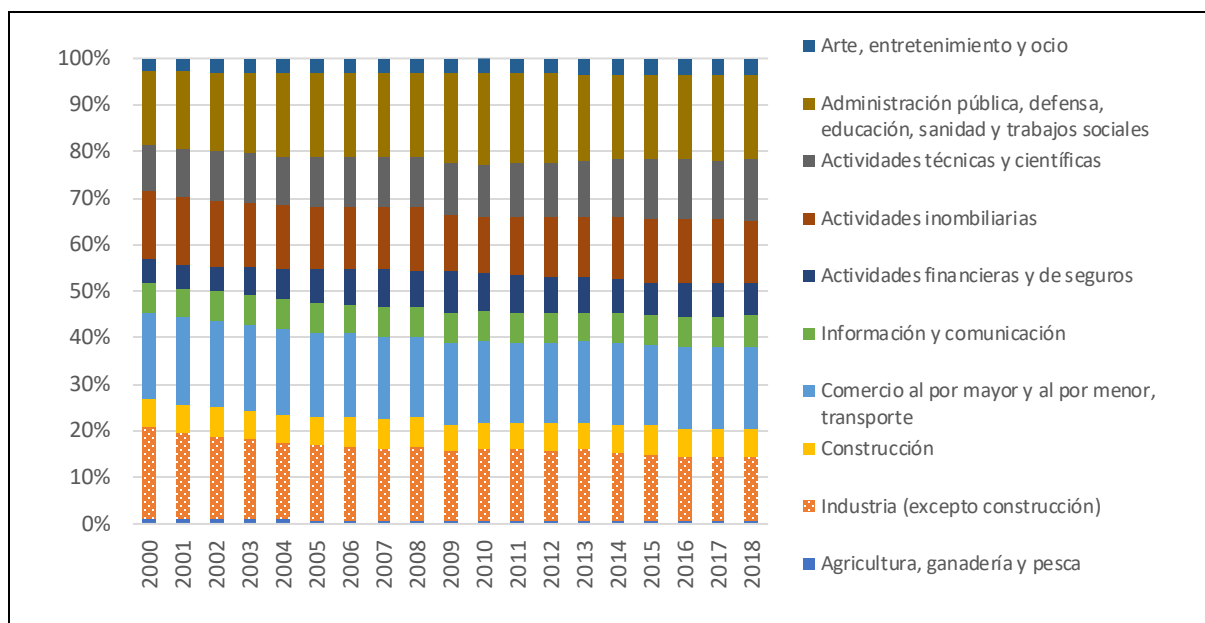
Como ya se ha señalado, los precios de la energía son relevantes para la industria, en tanto en cuanto factor de competitividad, como *input* de esta. En este sentido, su importancia aumenta conforme más intensiva en energía sea la industria y en la medida en que la industria compita con terceros países, donde los consumidores industriales podrían beneficiarse de menores niveles de precios.

Así, si bien, el valor añadido bruto a precios corrientes ha sufrido oscilaciones a lo largo de los ciclos económicos, el peso de la industria del Reino Unido ha venido decreciendo desde la década de los noventa, situándose este en el entorno del 10 % durante los últimos diez años.

Gráfico 82. Evolución del peso de la industria en la economía británica



Fuente: elaboración a partir de Eurostat.

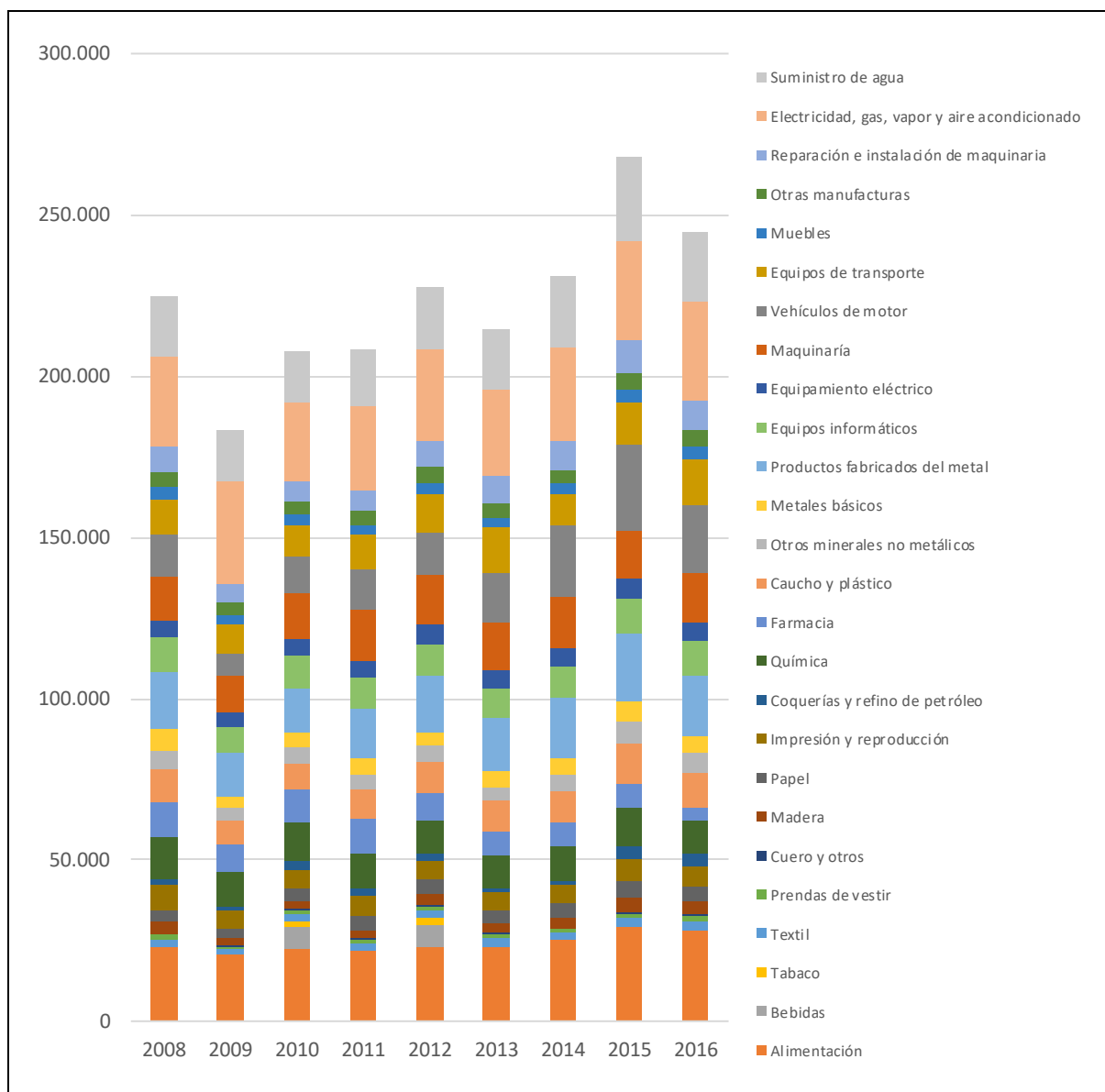
Gráfico 83. Peso en el valor añadido a coste de factores de los diferentes sectores de actividad

Fuente: elaboración a partir de Eurostat.

La economía británica es una economía de servicios y no de manufacturas. La industria británica se encuentra diversificada⁶⁷, poco concentrada. Sin embargo, de los sectores más representativos en términos de valor añadido, los sectores más intensivos en energía son el caucho y plástico y la química. El farmacéutico también ha sido un sector relevante a lo largo del tiempo. Por su parte, el sector de producción de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado, siendo también importante, no resulta tan representativo, en la medida en que no se trata de un sector en riesgo de fuga de carbono, como sí son los ya mencionados.

Estos sectores coinciden, en gran medida, con los sectores con mayor volumen de empleados, así como con una mayor ratio inversiones/valor añadido. De manera residual también queda en el país algo de industria alimentaria, del vidrio, del cemento, del acero y algunas plantas de automóviles.

⁶⁷ El Índice Herfindahl-Hirschman (IHH) calculado sobre los porcentajes de valor añadido de los diferentes sectores industriales, incluida la producción eléctrica, gas y aire acondicionado, así como el suministro de agua en el período 2008-2016 se situaba en un promedio de 1.010.

Gráfico 84. Distribución del valor añadido a coste de factores (millones de euros)

Fuente: elaboración a partir de Eurostat.

A continuación, se realiza un ejercicio de simplificación⁶⁸, para presentar cuál puede ser el impacto de un aumento en el precio del *input* energético en los precios de los diferentes sectores industriales británicos. Así, el precio de los productos es, en gran medida, el resultado del coste de producción, que depende entre otros de los precios de la energía. Como se ha presentado, estos han ido variando con el paso del tiempo, lo que en cierta medida se ha podido repercutir en los precios de los productos finales.

⁶⁸ Se van a considerar los sectores industriales de manera agregada y no por producto.

La siguiente tabla recoge un índice de precios, elaborado sobre la base del *mix* energético de cada país⁶⁹. Como puede observarse, el Reino Unido partía de unos niveles de precios inferiores al del resto de países objeto de comparación, sin embargo, ha terminado el período considerado con unos precios más elevados.

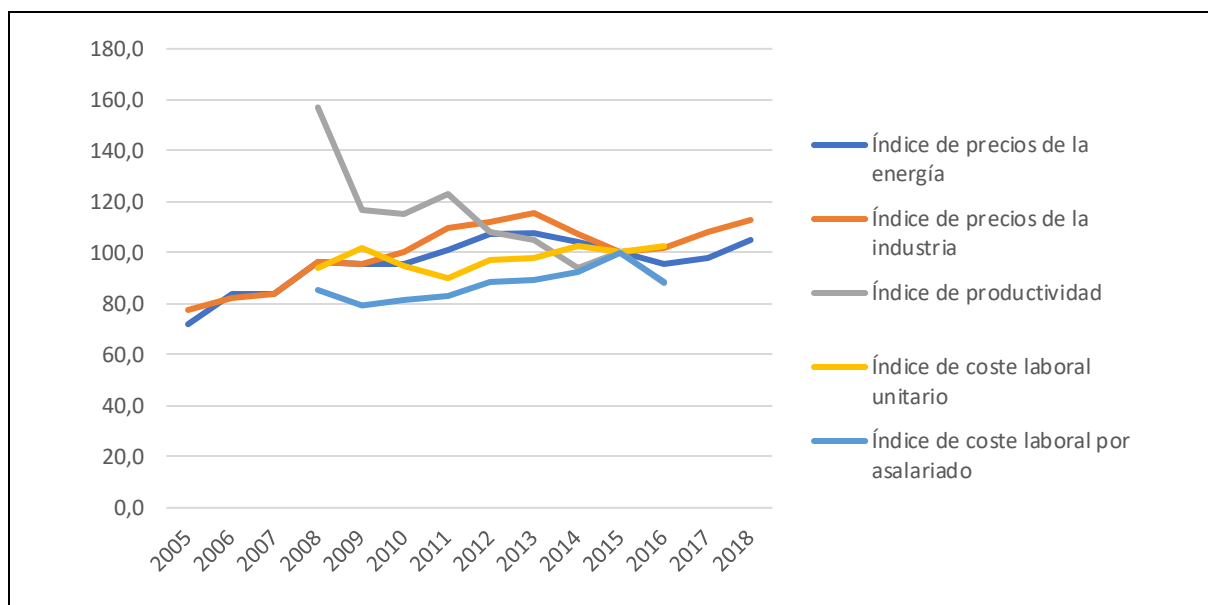
Tabla 20. Evolución del índice de precios de los productos del sector energético por país (año base 2015)

GEO/TIME	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
UE-28	72,0	83,5	84,1	96,8	95,7	95,5	101,5	107,4	107,7	103,9	100,0	95,4	98,3	104,9
Alemania	81,0	94,7	93,1	105,0	99,0	96,2	104,4	106,3	106,2	103,4	100,0	94,3	95,9	100,5
España	59,7	64,7	67,9	74,9	81,6	83,3	91,7	100,6	103,9	101,8	100,0	89,9	96,9	102,0
Francia	73,2	78,2	78,8	85,1	84,3	88,6	95,2	100,8	102,1	99,3	100,0	95,1	97,9	102,6
Italia	77,4	92,6	95,7	109,8	105,0	103,4	109,1	122,2	115,6	108,9	100,0	96,0	98,0	107,6
Reino Unido	53,5	71,3	67,6	87,1	92,3	85,7	91,3	97,6	102,9	103,0	100,0	97,1	100,7	108,2

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

A continuación, se presenta la evolución de los índices de precios de la energía junto con el de los precios industriales, la evolución del índice de la productividad de la industria, el de los costes laborales por asalariado promedio y el del coste laboral unitario.

Gráfico 85. Evolución promedio de los precios industriales, de los precios de la energía y de los índices de la productividad, del coste laboral unitario y del coste laboral por asalariado (año base 2015)



Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Así, en el Reino Unido, la evolución de los precios de la energía y de la industria ha seguido una trayectoria relativamente paralela, estando los precios de la industria por encima de los precios de la energía durante casi todo el periodo. Los costes laborales por asalariado en la industria británica han seguido una evolución creciente hasta el máximo en 2015, cuando se redujeron.

⁶⁹ Este *mix* tiene en cuenta fundamentalmente electricidad y gas.

Por su parte, la productividad laboral ha caído y el coste laboral por asalariado junto con el coste laboral unitario han aumentado, en especial el primero, manteniéndose más estable el segundo.

La siguiente tabla recoge, para el Reino Unido, la evolución de los precios industriales para los sectores más relevantes del país y para una serie de años, que muestran una tendencia compartida por todos ellos de crecimiento. Teniendo en cuenta la evolución creciente y decreciente del período, se puede decir que, como promedio, los precios industriales subieron un 50 %, un 15 % entre 2015 y 2018.

Tabla 21. Evolución del índice de precios de los productos por sector industrial en Reino Unido (año base 2015)

	2006	2009	2012	2015	2018
Industria (excepto construcción)	80,6	92,8	109,7	100,0	112,0
Alimentación	75,7	90,0	100,4	100,0	106,0
Química	82,9	97,2	106,7	100,0	111,3
Farmacia	89,6	93,9	98,6	100,0	108,4
Caucho y plástico	84,5	90,6	99,1	100,0	106,5
Maquinaria	82,4	88,9	94,9	100,0	106,0
Vehículos a motor	92,2	98,9	101,0	100,0	107,4
Otros equipamientos de transporte	85,3	91,2	94,7	100,0	105,9
Energía	71,3	92,3	97,6	100,0	108,2
Aguas	70,4	85,4	94,6	100,0	102,2

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

En el Reino Unido, los precios para todos los sectores objeto de estudio están como promedio por debajo del año base, aunque bastante cercanos a este año. Los mayores aumentos se han visto en los sectores de agua y de alimentación que, no se debe olvidar, son clave para el sector residencial. Vehículos a motor y farmacia son los sectores que menores aumentos han experimentado, aun así, el aumento ha sido de entre un cuarto y un tercio del precio original.

Si se pone en relación la evolución de los precios de la energía con los precios industriales⁷⁰, se puede señalar que, en general, el aumento de los precios de la energía ha sido menor que el aumento de los precios de los productos industriales, algo muy destacable en los primeros años del ejercicio. A partir de 2008, la trayectoria de ambos se aproxima, aunque, en general, se mantiene la misma tendencia, aumentando menos los precios de la energía que los de los productos.

En los años 2013, 2014 y 2015 se produce un aumento mayor de los precios de la energía que los precios de los productos para sectores como el farmacéutico, el caucho y plástico, el agua y otros equipamientos de transporte.

⁷⁰ Este indicador muestra, en cierta medida, la capacidad o incapacidad de un sector de repercutir en los precios finales de sus productos el aumento del precio de la energía como materia prima del proceso productivo. El hecho de que sea mayor que cero significa que el sector debe soportar una carga que le hace perder competitividad en términos de costes de la energía. De esta manera, teniendo en cuenta que la competitividad depende de más factores, una situación de este tipo puede verse amortiguada por una reducción de los costes laborales, un aumento de la productividad, una mayor inversión en innovación o el desarrollo de un nombre/marca.

Tabla 22. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios de los productos de los diferentes sectores industriales en el Reino Unido (año base 2015)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Industria (excepto construcción)	-28,0%	-11,5%	-17,8%	-8,7%	-0,5%	-12,4%	-14,9%	-11,0%	-7,1%	-4,8%	0,0%	-2,6%	-4,9%	-3,4%
Alimentación	-28,3%	-5,8%	-14,6%	-0,9%	2,6%	-5,5%	-6,3%	-2,8%	-1,2%	0,1%	0,0%	-1,6%	-2,8%	2,1%
Química	-32,9%	-14,0%	-19,7%	-8,2%	-5,0%	-12,9%	-13,9%	-8,5%	-1,8%	-0,2%	0,0%	-0,7%	-2,8%	-2,8%
Farmacia	-39,9%	-20,4%	-26,3%	-7,7%	-1,7%	-11,1%	-6,1%	-1,0%	3,2%	2,7%	0,0%	-5,6%	-3,5%	-0,2%
Caucho y plástico	-34,8%	-15,6%	-20,9%	-2,6%	1,9%	-7,5%	-6,5%	-1,5%	2,4%	2,3%	0,0%	-4,4%	-2,8%	1,6%
Maquinaria	-33,5%	-13,5%	-19,9%	-0,8%	3,8%	-4,8%	-1,8%	2,8%	5,8%	4,4%	0,0%	-4,6%	-3,7%	2,1%
Vehículos a motor	-41,5%	-22,7%	-26,7%	-9,0%	-6,7%	-13,9%	-9,1%	-3,4%	1,0%	1,6%	0,0%	-4,5%	-4,3%	0,7%
Otros equipamientos de transporte	-36,5%	-16,4%	-22,8%	-2,6%	1,2%	-6,9%	-2,0%	3,1%	6,4%	4,3%	0,0%	-5,5%	-3,8%	2,2%
Agua	-16,4%	1,3%	-10,6%	7,8%	8,1%	-1,2%	1,4%	3,2%	4,5%	1,9%	0,0%	-3,3%	0,4%	5,9%

Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

Los mayores incrementos promedio de los precios de la energía sobre los precios de los productos se han observado en los sectores de otros equipamientos de transporte (6,4 %), agua (5,9 %) y maquinaria (5,8 %).

Las siguientes tablas muestran que, en 2014 y 2018, la posición del Reino Unido no era una de las peores, aunque tampoco se encontraba en una situación óptima. De hecho, en 2014, los industriales franceses se beneficiaban de un menor aumento de los precios de la energía respecto a los precios de los productos industriales. En 2018 era el turno de los alemanes. No obstante, la situación de los británicos era intermedia, pero mejor que la de Italia y la del promedio de la UE-28. Sin embargo, en el caso particular de las aguas, el dato de Reino Unido en 2018 es el peor de todos.

Tabla 23. Relación entre el índice de precios energéticos respecto al índice de precios de los productos de cada sector por país (año 2014)

	UE-28	Alemania	España	Francia	Italia	Reino Unido
Industria (excepto construcción)	0,5%	1,6%	-0,3%	-2,9%	5,2%	-4,8%
Alimentación	2,1%	0,9%	2,7%	-2,6%	8,7%	0,1%
Química	-0,4%	-0,1%	-0,3%	-5,5%	7,0%	-0,2%
Farmacia	3,7%	3,6%	2,6%	-5,4%	8,4%	2,7%
Caucho y plástico	3,7%	2,7%	1,8%	-0,6%	9,0%	2,3%
Maquinaria	4,6%	4,2%	2,2%	-0,5%	9,8%	4,4%
Vehículos a motor	4,0%	3,7%	2,0%	-0,3%	9,0%	1,6%
Otros equipamientos de transporte	4,8%	4,0%	6,8%	-0,2%	9,0%	4,3%
Aguas	5,7%	5,6%	2,8%	2,0%	18,2%	1,9%

Fuente: elaboración propia a partir Eurostat.

Tabla 24. Relación entre el índice de precios energéticos respecto al índice de precios de los productos de cada sector por país (año 2018)

	UE-28	Alemania	España	Francia	Italia	Reino Unido
Industria (excepto construcción)	-0,4%	-2,8%	-2,0%	-0,1%	3,2%	-3,4%
Alimentación	1,7%	-4,5%	1,4%	2,4%	5,7%	2,1%
Química	0,0%	-2,8%	-2,6%	-1,4%	3,6%	-2,8%
Farmacia	3,1%	-1,5%	-0,5%	6,2%	6,7%	-0,2%
Caucho y plástico	2,3%	-1,3%	1,0%	1,1%	6,1%	1,6%
Maquinaria	1,6%	-2,7%	0,0%	0,1%	4,9%	2,1%
Vehículos a motor	2,5%	-1,4%	1,2%	2,4%	7,2%	0,7%
Otros equipamientos de transporte	1,8%	-2,2%	-7,6%	1,6%	6,5%	2,2%
Aguas	1,4%	-3,7%	1,4%	4,0%	-4,0%	5,9%

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Sobre la base de los datos disponibles, puede concluirse que en el Reino Unido el consumidor industrial tiene acceso a una energía a un precio menor que en otros países de su entorno, aunque el promedio de crecimiento del precio ha sido superior al del resto de países y la variabilidad ha sido muy superior. Además, el impacto sobre los precios de los productos es relativamente reducido, teniendo en cuenta que la comparativa con otros países, aunque hay sectores que pueden sufrir en mayor cuantía esta situación, como en el agua, tal y como se ha señalado.

6. BASE LEGAL DEL PROCESO DE LA ÚLTIMA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

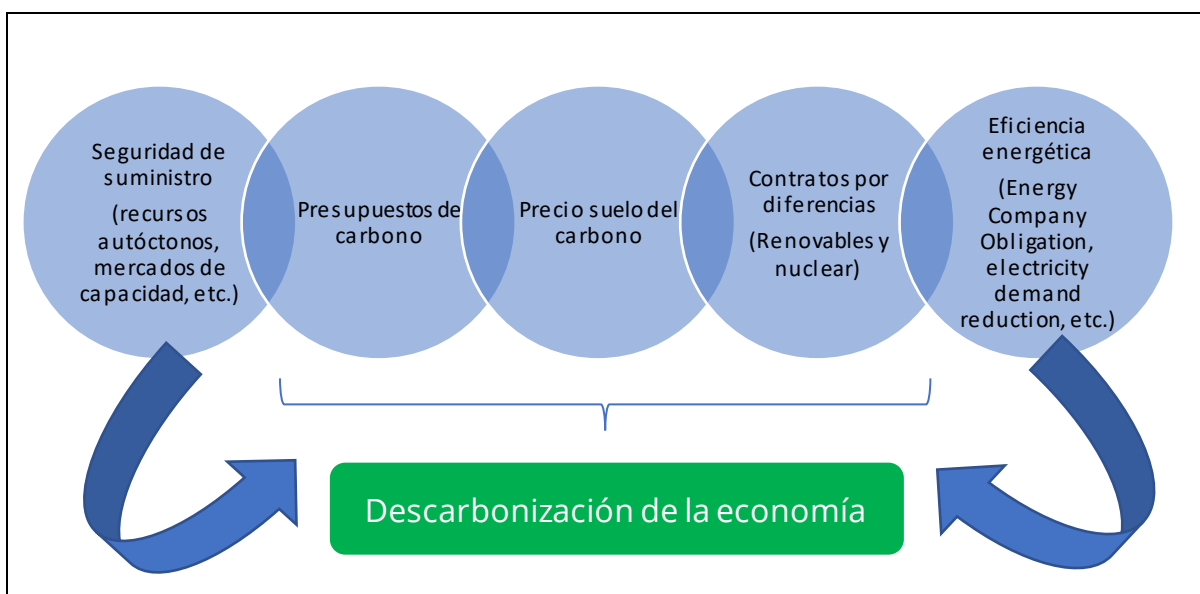
Tras haber presentado una evolución de la política energética del Reino Unido, el *mix* energético, la evolución de las emisiones de GEI y de contaminantes y los precios de la energía, el objetivo de este apartado es presentar la base legal del proceso de transición energética del país. Para ello, en primer lugar, se presentan los pilares de la transición energética para luego describir algunos de los documentos regulatorios más relevantes que soportan el citado proceso de transición.

6.1. Pilares de la transición energética en el Reino Unido

Señalar que, en el Reino Unido, es el Department for Business, Energy and Industrial Strategy, BEIS, el encargado de supervisar las políticas energéticas y de mitigación del cambio climático. En este sentido, su objetivo es que los proveedores de energía del Reino Unido sean fiables, con reducidas emisiones de carbono y que el *mix* energético esté diversificado. Además, busca garantizar precios de la energía competitivos.

Teniendo en cuenta los objetivos del BEIS y en ausencia de una Ley de transición energética, como en el caso de Francia, el Reino Unido cuenta con un amplio compendio legislativo que ha ido desarrollando a lo largo del tiempo y que incluye iniciativas relevantes y novedosas para incentivar el tránsito hacia una economía baja en carbono. No obstante, también se recogen algunas de carácter más tradicional como la búsqueda de la seguridad de suministro.

Figura 7. Principales pilares de la transición energética del Reino Unido



Nota: existen otras medidas para la descarbonización de la economía relacionadas, entre otros, con el transporte, que incluyen nueva regulación, el fin de la venta de vehículos convencionales de diésel y gasolina en 2035, el desarrollo de la red de recarga de vehículos eléctricos, el avance en vehículos con emisiones muy reducidas; así como con las cuotas de gases fluorados. También desempeñan su papel las *feed-in-tariffs*, los incentivos para la calefacción renovable y la certificación de edificios, entre otros.

Fuente: elaboración propia.

Seguridad de suministro

Como se ha explicado, uno de los principales elementos que ha motivado la política energética del Reino Unido en el pasado, y sigue haciéndolo en la actualidad, es garantizar el suministro energético⁷¹. Esto es más destacable si se tiene en cuenta que se trata de un territorio compuesto por islas.

De esta manera, la búsqueda del aprovechamiento de recursos propios ha sido una constante en la historia que le llevó a aprovechar los combustibles fósiles, carbón de sus minas en tierra y crudo y gas de los yacimientos de la plataforma continental y, más recientemente, del gas no convencional⁷². Igualmente, en la actualidad se están desarrollando importantes proyectos de renovables, en concreto de eólica *offshore* en la costa de Gran Bretaña fundamentalmente.

En este mismo sentido, introdujo en 2013 los mercados de capacidad, con el fin de promover la inversión en capacidad que permita mejorar la seguridad de suministro (Keay & Robinson, 2017a). No obstante, una sentencia del Tribunal General de la Corte de Justicia europea anuló el mercado de capacidad, con lo que el Gobierno estuvo trabajando activamente para restablecerlo lo antes posible (GOV.UK, 2019r). En octubre de 2019 se autorizó su nueva entrada en funcionamiento y desde entonces ya se han celebrado tres subastas, una para entrega en 2020/2021, otra para 2022/2023 y una para 2023/2024 (Watt-Logic, 2020).

Presupuestos de carbono⁷³

Con la Ley de cambio climático⁷⁴ el Gobierno se comprometió a reducir las emisiones en al menos un 100 % respecto a 1990 (*net zero*, cero neto) para 2050 y contribuir así a la reducción global de las emisiones, con el fin de limitar el aumento de la temperatura a 2°.

Para conseguir estos objetivos, el Gobierno estableció unos presupuestos de carbono por cinco años, que en la actualidad llegan hasta 2032. Estos presupuestos restringen la cantidad de GEI que legalmente se puede emitir en un periodo de cinco años. En la actualidad, el Reino Unido se encuentra en su tercer periodo de presupuestos de carbono (2018-2022), aunque ya están preparados los objetivos hasta 2030, en un ejercicio de previsión para la adaptación de los diferentes agentes.

Tabla 25. Presupuestos de carbono en Reino Unido

Presupuesto	Presupuesto de carbono (millones de toneladas de CO ₂ eq)	Reducción por debajo de los niveles de 1990
Primer presupuesto (2008-2012)	3,018	25 %
Segundo presupuesto (2013-2017)	2,782	31 %
Tercer presupuesto (2018-2022)	2,544	37 % para 2020
Cuarto presupuesto (2023-2027)	1,95	51 % para 2025
Quinto presupuesto (2028-2032)	1,725	57 % para 2030

Fuente: (Committee on Climate Change, 2019a).

⁷¹ De hecho, en el Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de 2019 se recogía de nuevo esta preocupación (GOV.UK, 2019r).

⁷² No obstante, en noviembre de 2019 el Gobierno estableció una moratoria al aprovechamiento del gas no convencional en el Reino Unido ante los posibles movimientos sísmicos que podría estar ocasionando dicho aprovechamiento (Chestney, 2019).

⁷³ Para más detalle ver apartado 7.2.1.

⁷⁴ (UK, 2008). En un inicio la Ley de cambio climático de 2008 planteaba un objetivo de reducción de las emisiones de GEI de un 80 %, que en junio de 2019 se convirtió en un 100% de reducción para 2050.

El Comité de cambio climático realiza de manera anual un seguimiento a las emisiones. En 2018, las emisiones del Reino Unido fueron un 44 % menores que las de 1990. Así, el primer presupuesto de carbono y el segundo se cumplieron y está en proceso el tercero (2018-2022). Sin embargo, no parece que se encuentra en camino de cumplir con el cuarto. Para alcanzar los objetivos de los presupuestos y el objetivo del 100 % de reducción para 2050, se necesita que el Gobierno adopte más medidas (Committee on Climate Change, 2019a).

Precio suelo del carbono⁷⁵

Los precios suelo del carbono (*carbon price floor*, CPF), es una política implementada por el Gobierno británico, cuyo objetivo es complementar el régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea. Se introdujo el 1 de abril de 2013 para apoyar y lograr un mayor precio del carbono⁷⁶ que promoviera inversiones bajas en emisiones de GEI, lo que el RCDE-UE no había logrado por el momento. Se entiende que se trata de un programa que, además, apoya el desarrollo de renovables y de otras fuentes con reducidas emisiones de carbono.

De esta manera, si el precio del carbono en el RCDE-UE es menor que el CPF, los generadores eléctricos tendrán que comprar créditos al Tesoro del Reino Unido para compensar la diferencia. Este precio se emplea tanto para los generadores de electricidad que suministran a la red como para aquellos que producen la electricidad para su propio uso.

Feed-in-tariffs en contratos por diferencias

En 1990 se introdujo la denominada obligación de energía no fósil o NFFO, que apoyaba el desarrollo de las renovables y de la generación nuclear. En 2002, se sustituyó por la Obligación de renovables o RO, que continuaba con el apoyo a las fuentes renovables, pero no ya a la generación nuclear. En 2017, el Gobierno sustituyó la RO por un sistema de apoyo a renovables a través de *feed-in-tariffs* o FiT, implementadas mediante contratos por diferencias.

En virtud de este mecanismo y como ya se ha señalado, cuando el Gobierno establece una FiT para un proyecto, el Gobierno y el agente que lo desarrolla firman un contrato por diferencias a largo plazo. Cuando el precio de mercado de la electricidad está por debajo del precio de la FiT, el Gobierno paga la diferencia a la compañía. Si sucediera lo contrario, será la compañía que genera la que deberá pagar al Gobierno la diferencia. Este tipo de contrato es aplicable tanto a proyectos de renovables como de nucleares y de instalaciones de almacenamiento (EIA, 2018). La asignación mediante subastas por tecnologías se considera que permite la contención de los costes de los proyectos en al menos un 25 % (Keay & Robinson, 2017a).

No obstante, la reducción de los costes no garantiza un nivel máximo de costes, con lo que se introdujo un límite conocido como el Levy Control Framework (LCF), que consiste en un límite anual a los costes totales de las medidas de apoyo a las tecnologías con reducidas emisiones, incluidos los esquemas de apoyo a la electricidad renovable. En la práctica, el coste lo soporta el consumidor de electricidad, pero el Tesoro controla el nivel general de costes. Dicho límite se establece con años de antelación, con el fin de dotar de cierta certeza a la planificación de las subastas y a los participantes de las mismas (Keay & Robinson, 2017a).

⁷⁵ Para más detalle ver apartado 7.2.2.

⁷⁶ Para más información sobre los mecanismos de precios sobre el carbono ver (Larrea Basterra, Fernández Gómez, & Álvaro Hermana, 2019).

Eficiencia energética

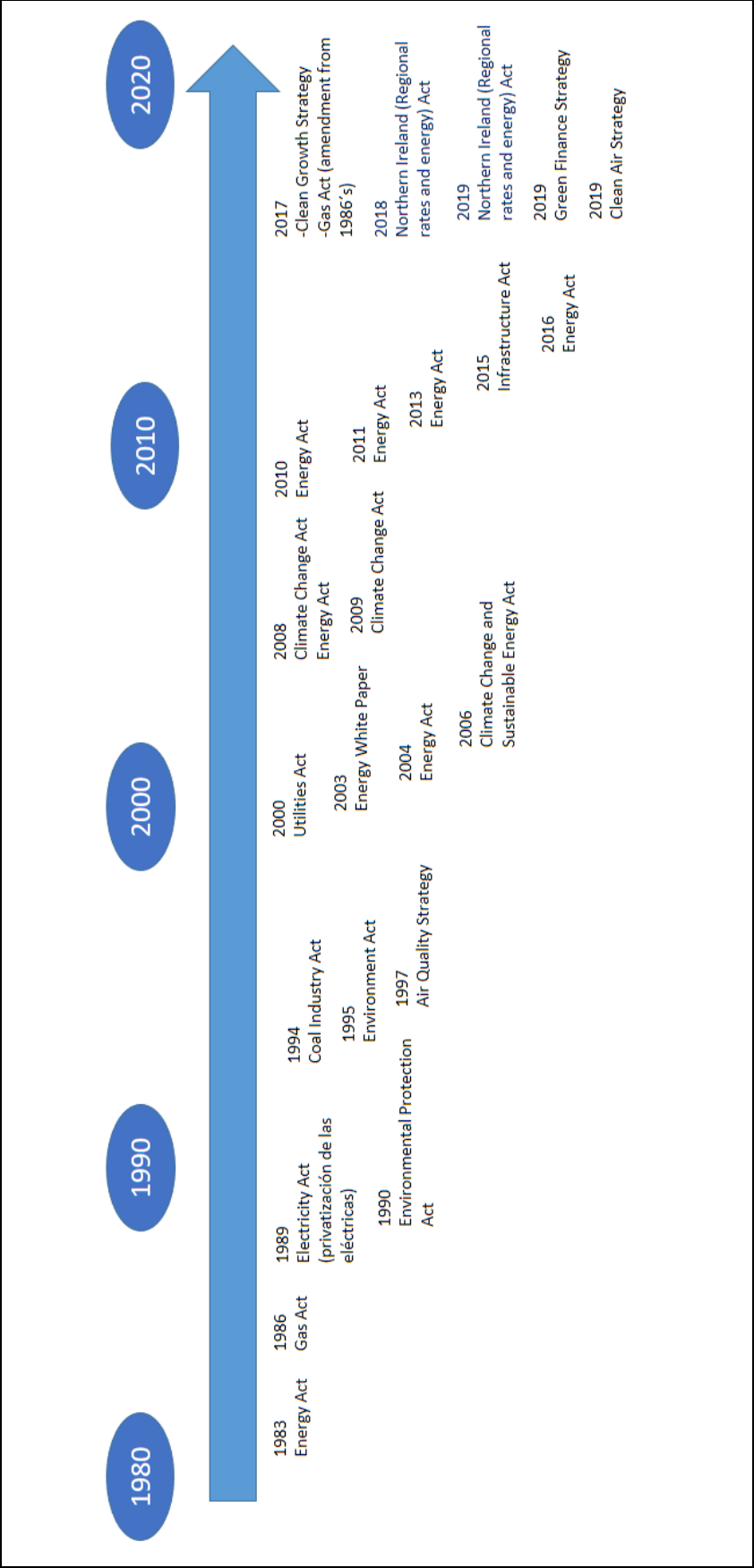
Como ya se ha señalado, la eficiencia energética es una cuestión de gran importancia en el Reino Unido desde los años ochenta. Desde entonces, se han implementado diferentes medidas que han logrado cumplir con su objetivo, reduciéndose de manera sustancial la intensidad energética del país. No obstante, a pesar de la multitud de programas e iniciativas existentes para su mejora, todavía queda mucho camino por recorrer.

Por este motivo, el Gobierno ha desarrollado diferentes planes y esquemas de apoyo a la mejora de la eficiencia energética, como los *Display Energy Certificates* (DEC) y los *Energy Performance Certificates* (EPC), que además se entienden como un instrumento fundamental para la consecución de los objetivos establecidos en los presupuestos de carbono a medio y largo plazo. Así, la Estrategia de crecimiento limpio del Reino Unido de 2017 subrayaba diferentes propuestas de políticas en materia de eficiencia energética como elementos para lograr reducciones de las emisiones.

6.2. Documentos regulatorios relevantes

Si bien la normativa británica relativa a la energía es abundante, la siguiente figura trata de recoger las principales directrices de la regulación más relevante en lo que respecta a su proceso de transición energética.

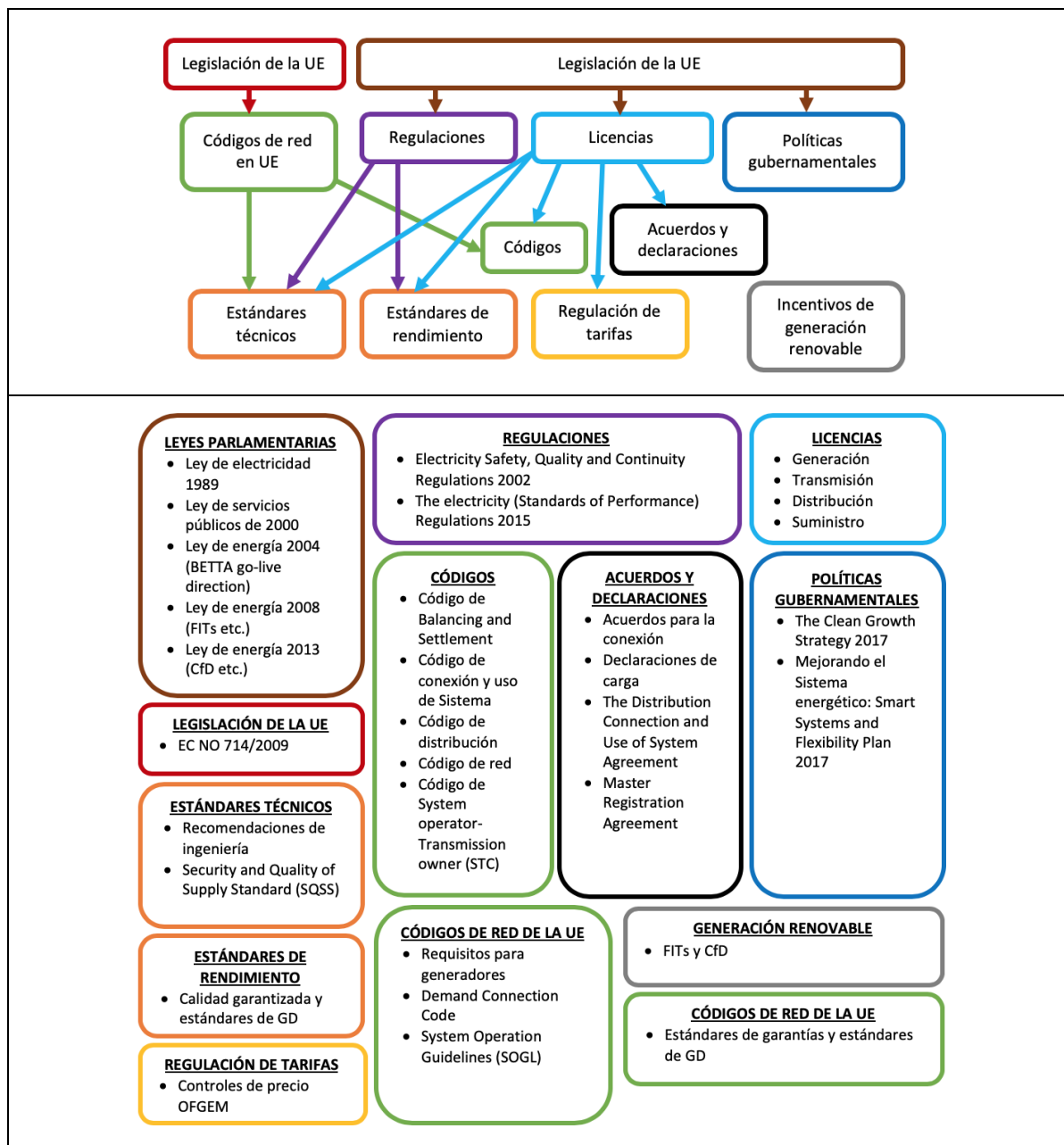
Figura 8. Principales elementos regulatorios del Reino Unido en el ámbito de la energía



Fuente: elaboración propia.

En el ámbito eléctrico, los documentos regulatorios son también abundantes y si bien el marco político del mercado eléctrico de Reino Unido viene establecido por la Energy Act 2013 y en la Electricity Act 1989, la siguiente figura presenta los principales documentos agrupados por categorías.

Figura 9. Principales documentos regulatorios de RU



Fuente: traducido de (ENA, 2018).

Tras esta revisión, a continuación, se presentan algunos de los documentos más relevantes en el ámbito de la transición energética en el Reino Unido.

6.2.1. Ley de cambio climático (*Climate Change Act*)

La Ley de cambio climático de 2008 de Reino Unido, es uno de los textos legislativos fundamentales del proceso de transición hacia una economía baja en carbono.

En su texto introductorio se recoge el objetivo de reducción de emisiones de GEI para el año 2050, establece un sistema de presupuestos de carbono, así como un Comité de cambio climático⁷⁷; confiere poderes para establecer esquemas comerciales con el fin de limitar las emisiones de GEI o alentar actividades que reduzcan o eliminen dichas emisiones.

Esta norma, además, prevé la adaptación al cambio climático; concede poderes para elaborar esquemas de incentivos financieros para reducir los residuos domésticos y reciclar más, así como para la recogida de estos. Además, se confieren poderes para establecer cargos sobre las bolsas de un solo uso y enmendar las disposiciones de la Ley de Energía de 2004 sobre las obligaciones de emplear combustible renovable y reducir las emisiones de carbono en el transporte. Con posterioridad a 2008 esta Ley fue objeto de revisión y actualización.

De manera resumida podría decirse que la Ley de cambio climático de 2008 buscaba dos objetivos principales, satisfacer los compromisos domésticos de los contribuyentes, consumidores y negocios del Reino Unido al menor coste posible y maximizar los beneficios sociales y económicos que pueda ofrecer la transición.

Para cumplir con estos objetivos, el Reino Unido debe implementar tecnologías con bajas emisiones, así como procesos y sistemas de mínimo coste. De esta manera, se logra proteger a las empresas y a los hogares ante elevados precios de la energía, asegurar una ventaja industrial y económica y servir como ejemplo a otros países (HM Government, 2017a).

En este contexto, la innovación es la clave para adaptarse a los cambios y prosperar. Por lo tanto, el Reino Unido busca garantizar que nuevas empresas quieran emprender sus *start-ups* y crecer, para lo que debe contar con una regulación que apoye a los emprendedores e inversores. Con el fin de promover esta innovación el Gobierno prevé invertir 2,5 billones de libras entre 2015 y 2021. Además, el *National Productivity Investment Fund* proporcionará dos billones de libras extra entre los años 2020-21 (HM Government, 2017a).

Como se acaba de señalar, se requiere de un marco de políticas y planes que adecuen las prioridades gubernamentales entre los dirigentes locales del país. Por lo tanto, el Gobierno busca establecer un “*Green Finance Taskforce*”, comprometiéndose representantes principales de la financiación industrial y Gobierno (HM Government, 2017a).

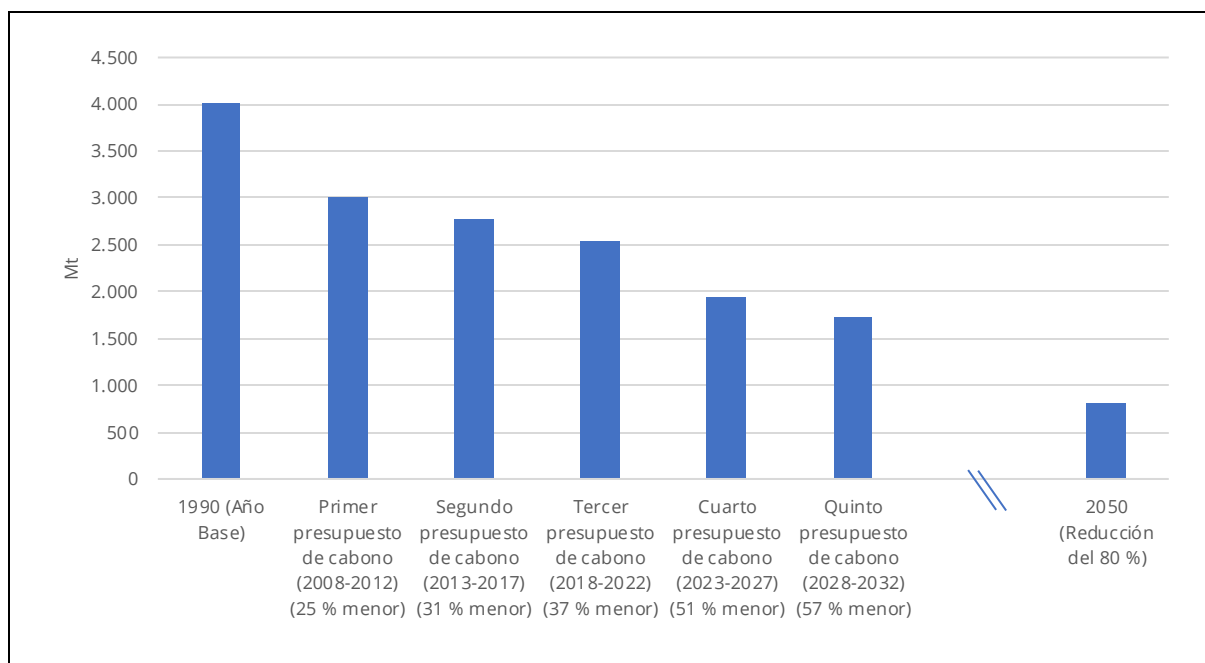
La Ley de cambio climático estableció un objetivo de reducción de sus emisiones en al menos un 80 % para 2050⁷⁸. Esto significaba que las emisiones debían caer de alrededor de 14 toneladas por persona en 1990 a cerca de 2 toneladas por persona en 2050. Para garantizar una evolución regular para el cumplimiento del objetivo, la Ley estableció una serie de objetivos intermedios conocidos con el nombre de presupuestos de carbono (*carbon budgets*). Como ya se ha comentado, estos presupuestos consisten en unos límites a las emisiones de GEI que se pueden emitir en el Reino Unido durante un periodo de cinco años y que deben ser anunciados como mínimo doce años antes de cada inicio de período (por ejemplo, se anunció en 2016 para

⁷⁷ Los miembros del Comité de cambio climático, deben tener conocimiento de diferentes ámbitos como la competitividad empresarial, la política nacional e internacional de cambio climático, las diferentes situaciones de las naciones británicas, financiación de inversión, producción de energía y suministro, desarrollo tecnológico, etc. El Comité a su vez puede constituir subcomités, y deberá elaborar anualmente un informe sobre sus actividades y conservar las cuentas y registros correspondientes. El Comité realiza un seguimiento de las actividades relacionadas con la descarbonización tal y como se muestra en el anexo 2.

⁷⁸ En el año 2003, el Reino Unido estableció un objetivo de reducir las emisiones de CO₂ en un 60 % respecto a 1990 (Committee on Climate Change, 2019b), objetivo que ha ido haciéndose más exigente desde entonces como se explicará.

el periodo 2028-2032), con el fin de que los diferentes agentes dispongan de tiempo para organizarse y plantear medidas de ajuste. Se han establecido cinco presupuestos de carbono entre 2008 y 2032. En julio de 2016 se estableció el quinto presupuesto de carbono, que exigía una reducción promedio de las emisiones de un 57 % en el periodo 2028-2032 en el país, en comparación con el año base (1990).

Gráfico 86. Presupuestos de carbono del Reino Unido y objetivo a 2050



Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

Este quinto presupuesto debería haber incluido las emisiones de la navegación marítima internacional, pero no así las de la navegación aérea. Además, de acuerdo con el CCC este presupuesto debería lograrse sin emplear las unidades de carbono internacionales ajenas al RCDE-UE, salvo que el contexto planteara esta necesidad. No obstante, sí podrían emplearse con el fin de apoyar la acción internacional para reducir las emisiones (Priestley, 2019).

En junio de 2019, esta Ley fue objeto de enmienda de manera que, el objetivo de reducir las emisiones un 80 %, se modificó, estableciéndose un nuevo objetivo de lograr para el mismo año una reducción de estas del 100 % respecto a 1990⁷⁹. De igual manera, se estableció que para el periodo presupuestario (en términos de carbono) que incluye el año 2020, las emisiones tenían que ser un 34 % inferiores a las del año 1990 (frente al 26 % inicial) (UK, 2008).

La Ley señala la importancia de tener en consideración diferentes elementos a la hora de desarrollar los presupuestos de carbono. En este sentido plantea como relevantes el conocimiento científico sobre el cambio

⁷⁹ Este nuevo objetivo se establece por las recomendaciones que el Comité de cambio climático (CCC) dio en su informe de 2019, "Net Zero – The UK's contribution to stopping global warming" (Committee on Climate Change, 2019b). En este informe se establecía que Gales, teniendo en cuenta las emisiones de la agricultura solo alcanzaría el objetivo del 95 % de reducción de las emisiones respecto a 1990 en 2050. Escocia, por su parte puede adoptar objetivos más ambiciosos, alcanzando el objetivo del 100 % de reducción de las emisiones para 2045 (70 % para 2030 y 90 % para 2040).

climático, la tecnología, las circunstancias económicas, fiscales y sociales, la política energética, las diferencias entre las naciones británicas, la situación a nivel europeo e internacional, así como las emisiones estimadas de la aviación y de la navegación marítima. Estas emisiones de la aviación y de la navegación marítima no cuentan, en principio, como emisiones del Reino Unido salvo que así se señale por el secretario de Estado.

Además, plantea la posibilidad de modificar los presupuestos de carbono tanto en la cuantía de los mismos como en su duración, y la necesidad de realizar un seguimiento anual de las emisiones y de tener en consideración la necesidad de contar con una estimación de las emisiones anuales dentro de cada periodo. La Ley también incluye la posibilidad de trasladar no más de un 1 % del presupuesto de carbono a un período posterior.

En caso de que se incumpliera un presupuesto de carbono, el secretario de Estado debe presentar al Parlamento un informe donde se incluyan propuestas y políticas para compensar el exceso de emisiones en periodos posteriores. Además, debe explicarse el motivo por el que no se ha logrado el presupuesto. La Ley no contiene ninguna disposición relativa a multas o sanciones ante el incumplimiento de los presupuestos de carbono.

En su segunda parte, esta Ley establece la necesidad de contar con un Comité de cambio climático (*Committee on Climate Change*). Este comité dará consejo al secretario de Estado (*Secretary of State*) en cada período presupuestario sobre el nivel del presupuesto de carbono, en qué medida considera que se va a cumplir con el presupuesto reduciendo las emisiones y los sectores de la economía más involucrados, entre otros⁸⁰.

En la tercera, se hace referencia a los sistemas de comercio de emisiones⁸¹. A diferencia de las partes anteriores, en esta, se indica que las autoridades competentes son los ministros de Escocia y los de Gales junto con el departamento correspondiente de Irlanda del Norte, siendo el secretario de Estado el relevante en el resto de los casos. En este ámbito, se considera importante la opinión del Comité de cambio climático.

El impacto y la adaptación al cambio climático son los puntos centrales de la parte cuarta de la ley. En este sentido, se plantea la necesidad de realizar estudios sobre esta materia, que deben ser supervisados por el Comité de cambio climático, que además aconsejarán al secretario de Estado sobre los mismos. En este ámbito, el departamento correspondiente de Irlanda del Norte deberá presentar los correspondientes programas ante su Asamblea con los objetivos del departamento en relación con la adaptación al cambio climático, las propuestas del departamento y las políticas para cumplir con los objetivos y los plazos para su implementación. La Ley establece en este ámbito también la guía para preparar los informes en el caso de las competencias transferidas a Gales.

⁸⁰ A modo de ejemplo, en la actualidad está preocupado por las dificultades que plantea el cumplimiento del presupuesto para 2028-2032 y por la falta de una estrategia para la descarbonización del sector de la calefacción. De hecho, hay dudas sobre las posibilidades de cumplir con el presupuesto de carbono 2023-2027 (Keay & Robinson, 2017a).

⁸¹ La Ley contiene un apartado en el que se describe las principales características del funcionamiento de un mercado de derechos de emisión. Además, incluye igualmente características de esquemas que promueven la acción de los agentes para la reducción de emisiones de GEI, acciones que conceden certificados a quienes las llevan a cabo y que también pueden ser negociados.

En la siguiente parte de la Ley, se recogen los cargos por el empleo de bolsas de un solo uso⁸². En este caso, son las naciones en los casos de Inglaterra, Gales e Irlanda del Norte, las autoridades competentes, ya que se les transfirieron las competencias en este ámbito. Asimismo, esta parte recoge las obligaciones de emplear combustibles renovables en el transporte. Para el caso de Gales se establece, además, una serie de obligaciones entre las que se encuentra la realización de informes sobre los objetivos de reducción de emisiones de GEI, sobre las medidas adoptadas para reducirlas, etc. Asimismo, se recoge la obligación de la Administración Pública de conseguir una mejora de la eficiencia energética de los edificios públicos.

En la sexta parte se recogen otra serie de cuestiones varias, entre otras, el alcance territorial de las provisiones relacionadas con las emisiones de GEI, la identificación de los GEI, la medida de las emisiones en términos de CO₂ equivalente (CO₂ eq) y una serie de definiciones.

6.2.2. Presupuestos de 2011

Los presupuestos de 2011 establecieron que el Gobierno introduciría un precio suelo del carbono a partir del 1 de abril de 2013. El carbón, gas y los gases licuados del petróleo (GLP) empleados en la generación eléctrica estarían sujetos (salvo en el caso de Irlanda del Norte) a esta nueva figura, con unos tipos nuevos creados a partir del impuesto sobre el cambio climático o CCL. Los presupuestos de 2012 introdujeron una exención para los combustibles empleados en las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia (HM Revenue & Customs, 2001).

El CPF es un instrumento que se articula sobre la base de dos componentes. En primer lugar, está el precio del carbono en el RCDE-UE. Los generadores acuden a las subastas para adquirir los derechos de emisión necesarios y pagan el precio correspondiente de la subasta. En segundo lugar, se paga el precio de soporte del carbono (*Carbon Support Price*, CSP). Con el CSP se completa el precio de los derechos de emisión, tal y como se proyecta por el Gobierno, para alcanzar el precio mínimo objetivo. Este se carga a través de un componente del *Climate Change Levy* en £/kWh y se aplica a los combustibles utilizados en la generación de electricidad.

Tabla 26. Tipos del CSP previstos antes de su congelación en el presupuesto de 2014

	Tipos confirmados			Tipos indicativos	
	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18
Precio equivalente del carbono (£/tonelada de CO₂)	4,94	9,55	18,08	21,20	24,62

Fuente: (Hirst, 2018).

El Tesoro establece el CSP con tres años de antelación, con tasas indicativas que se publican para dos años más. El tipo depende del combustible empleado en la generación de electricidad en £/kWh. Este se calcula multiplicando el factor de emisión del combustible por la diferencia entre el precio objetivo del carbono del Gobierno y el precio de mercado. El precio de mercado del carbono se calcula a partir del precio de liquidación promedio anual de ICE-ECX para la entrega en el año objetivo. La diferencia entre el precio mínimo del carbono y los precios del carbono en el mercado representa la “tasa soporte del precio del carbono” por tonelada de CO₂ (Hirst, 2018).

$$\text{CSP} = (\text{precio objetivo del carbono} - \text{precio de mercado del carbono}) \times (\text{factor de emisión del combustible})$$

⁸² Además de cargos, existen sanciones monetarias que deberán pagar aquellos que incumplan la normativa relacionada. La Ley también incluye consideraciones sobre planes para reducir los residuos en general.

Desde que se introdujera el CPF en 2013 a 9 £/tonelada de CO₂, el precio del CSP aumentó de manera gradual hasta las 18 £/tonelada. En principio, se diseñó para que alcanzara las 30 £/tonelada en 2020 y las 70 £/tonelada en 2030, pero en los presupuestos de 2014 se anunció que permanecería en las 18 £/tonelada, entre 2016 y 2020. Con posterioridad se decidió congelar este nivel de precios hasta 2021.

Ello se debió a que antes de los presupuestos de 2014 se empezaron a plantear cuestiones sobre si el CPF podía estar perjudicando la competitividad de la industria intensiva en energía. Por ejemplo, en febrero de 2014, la Confederation of British Industry (CBI) escribió al Canciller solicitándole que se congelara el CPS en un nivel que minimizara la divergencia entre el CPF del Reino Unido y el precio del RCDE-UE, debido a que la industria británica afrontaba un precio superior al de los competidores europeos. Como resultado, el Gobierno de coalición confirmó en el presupuesto de 2014 que congelaría el precio en 18 £/tonelada de CO₂. Her Majesty's Revenue and Customs (HMRC) contestó que el motivo de la congelación era que el precio del RCDE-UE estaba siendo inferior a lo que se había previsto en su diseño, por lo que el impacto era peor que lo que se había planteado.

En septiembre de 2015, la Engineers Employers Federation (EEF), publicó un informe donde se examinaban las políticas industriales de descarbonización. Dicho informe recomendaba, entre otras cosas, la eliminación del CPF y del CSP dado que afectaban a la competitividad internacional de las compañías británicas.

Asimismo, el Gobierno se comprometió a establecer la dirección, a largo plazo, del CSP, así como el precio base del carbono. En 2017, se señaló que a partir de 2021-2022, buscaría un precio total del carbono y establecería un tipo impositivo para un futuro, dando claridad a las empresas sobre sus costes.

En los presupuestos de otoño de 2017 el Gobierno señaló que estaba seguro de que el precio estaba en el nivel adecuado y que continuaría con un nivel objetivo similar. Sin embargo, algunos analistas anunciaron que podría aumentar la relevancia del carbón si no se aumentara el precio del carbono.

La recaudación obtenida por este mecanismo (que incluye los ingresos por las subastas de los derechos de emisión y por el CPF) no tiene un destino asociado a la inversión en tecnologías bajas en carbono y se espera que se vaya reduciendo con el paso del tiempo. Grupos ecologistas han criticado esta falta de destino de los ingresos procedentes de esta vía y señalado que deberían dedicarse al desarrollo de renovables. La siguiente tabla presenta la evolución de la recaudación.

Tabla 27. Ingresos por el impuesto sobre cambio climático (en billones de libras)

	Ingresos totales	Ingresos sin CPF	Ingresos por CPF
Liquidación 2014/15	1,5	0,5	1,0
Liquidación 2015/16	1,8	0,6	1,2
Liquidación 2016/17	1,9	0,9	1,0
Previsión 2017/18	1,8	1,0	0,9
Previsión 2018/19	1,9	1,1	0,8
Previsión 2019/20	2,2	1,4	0,8
Previsión 2020/21	2,3	1,6	0,7
Previsión 2021/22	2,3	1,6	0,6
Previsión 2022/23	2,3	1,7	0,5

Fuente: (Hirst, 2018).

A continuación, se presenta una tabla que recoge las estimaciones del Department for Energy and Climate Change (DECC) del impacto del CPF sobre diferentes tipos de consumidores.

Tabla 28. Impacto estimado del CPF sobre la factura eléctrica (£/año)

	2014	2020	2030
Promedio hogares	14	30	80
Pequeñas empresas	1.100	2.300	5.600
Empresa mediana	47.000	97.000	230.000
Gran empresa (incluye la compensación EEI)	149.000	356.000	-
Gran empresa (sin compensación EEI)	427.000	890.000	-

Nota: EEI=Industria intensiva en energía.

Fuente: (Hirst, 2018).

Se desarrolló una compensación, EEI, como mecanismo de ayuda para los grandes consumidores que ven cómo aumenta su precio como resultado de las políticas medioambientales. Se publicó un primer paquete de apoyo en 2011 por 250 millones de libras (110 millones por el RCDE-UE y 100 millones por el CPF), para el periodo entre abril de 2013 y marzo de 2015. Este primer paquete de ayudas se comunicó a la Comisión Europea y fue aprobado en mayo de 2014.

En los presupuestos de 2014, el Gobierno anunció que expandiría la compensación para los sectores EEI por el coste del RCDE-UE y por el CPF en 2019 y 2020; e introdujo un nuevo esquema de compensación que permitiría identificar los EEI con mayores costes de electricidad procedente de fuentes renovables con obligaciones de renovables (RO, *renewable obligations*), y *feed-in-tariffs* de instalaciones de pequeñas dimensiones. En paralelo comunicó que estimaba un importe total de compensación de 500 millones de libras anuales para 2016-2017. En diciembre de 2015, el Gobierno anunció la aprobación de este paquete de ayudas por parte de la Comisión Europea.

Existen opiniones contrapuestas sobre el CPF. Así, mientras grupos medioambientalistas consideran que su efecto es muy reducido en las emisiones, la industria opina que le perjudica cuando accede a los mercados globales y los consumidores domésticos lo critican pues supone un riesgo de aumento de su factura. Por el contrario, compañías eléctricas valoran positivamente esta figura porque les motiva a invertir en tecnologías bajas en carbono, aunque se requiere de una mayor claridad a largo plazo sobre el tipo a pagar. De hecho, se considera que las nucleares se benefician de este mecanismo, al aumentar el precio de la energía.

No obstante, y teniendo en cuenta las premisas sobre las que se instauró un mecanismo de precios al carbono, como el gas emite menos que el carbón en términos de CO₂/MWh, el CPF junto con otras medidas, ha desempeñado un importante papel en la reducción de las emisiones de GEI. Así, el CPF estaría detrás de la reducción en 2016 de la generación eléctrica con carbón.

La cuestión que se planteaba entonces era qué iba a suceder después de 2021, para cuando no había precio previsto. En 2017, el Gobierno señaló que la figura permanecería a lo largo de la siguiente década en el nivel de 18 libras por tonelada de CO₂.

La salida del Reino Unido de la UE no significará que se elimine el CPF, dado que se trata de una medida británica⁸³, pero tampoco implica que tenga que salirse del RCDE-UE, dado que la pertenencia a la UE no es un requisito para poder participar, aunque será necesario que se negocie su participación al final de la tercera fase (a partir de 2020). Si se tiene en cuenta el Acuerdo de París, se debería promover la expansión del

⁸³ Ante los precios reducidos del RCDE-UE, la Comisión prefirió optar por mecanismos como la reserva de estabilidad o el *back-loading*, en lugar de por el CPF desarrollado en el Reino Unido. Para más detalle ver (Larrea Basterra, 2018).

comercio de emisiones, algo a lo que no se llegó en la cumbre de Madrid (COP 25) de Chile, pero que se encuentra en fase de negociación. Así, por ejemplo, el Gobierno británico trabaja desde 2016 con China, con el fin de lograr que el sistema de *cap-and-trade* de la UE sea compatible con el sistema chino.

6.2.3. Ley de la energía de 2013 (*Energy Act*)⁸⁴

La Ley de la energía de 2013 es un documento regulatorio de gran importancia dado que, entre otros, desarrolló una serie de mecanismos que acompañaron la última reforma del mercado eléctrico en el Reino Unido⁸⁵. Entre los mecanismos más relevantes se encuentran el mercado de capacidad y los contratos por diferencias.

No obstante, también recogió otras cuestiones de relevancia. Entre ellas, se encuentra el anuncio del cierre del programa de *Renewables Obligation* que se sustituiría por los contratos por diferencias. Los primeros capítulos de la parte tercera de la Ley incluyen referencias al sector nuclear y la parte cuarta referencias al almacenamiento. La parte quinta sobre estrategia y política, precede al apartado sobre protección al consumidor, incluyendo referencias a las FIT, la pobreza energética y los sistemas de transporte de las instalaciones *offshore*.

Como ya se ha señalado, el esquema de Contratos por Diferencias (CfD) es el principal mecanismo de que dispone el Gobierno, en la actualidad, para apoyar la generación de electricidad baja en carbono ya que las obligaciones de renovables han desaparecido. Estos contratos, incentivan la inversión en energías renovables al permitir a los promotores de los proyectos, con altos costes iniciales y larga vida útil, la protección directa contra los precios volátiles del mercado al por mayor, y protegen a los consumidores de pagar mayores costes cuando los precios de la electricidad son elevados. También sirven de incentivo para el desarrollo de proyectos nucleares. Tal y como se ha señalado, se ha firmado ya un contrato por diferencias con la instalación nuclear de Hinkley Point que, por el momento, sigue en construcción y no se sabe cuándo podrá entrar en funcionamiento.

Solo aquellos generadores, ubicados en el país, pueden solicitar un contrato de este tipo. Hasta la fecha actual se han organizado tres subastas (octubre 2014-marzo 2015; marzo-septiembre 2017 y mayo-septiembre 2019), a las que ha asistido una gran variedad de tecnologías renovables compitiendo entre sí.

Los promotores de aquellos proyectos seleccionados firman un contrato con la compañía del Gobierno LCCC. A estos se les paga una tarifa plana (indexada) por la electricidad que generarán durante un periodo de 15 años si es para renovables (durante más tiempo si es nuclear), la diferencia entre el "precio de ejercicio" (precio de la electricidad que refleja el coste de invertir en una tecnología particular baja en carbono) y el "precio de referencia" (una medida del precio promedio del mercado de la electricidad en el mercado de Gran Bretaña⁸⁶). El Ministerio de energía es el encargado de fijar el precio del contrato (*strike price*).

Por otro lado, el mercado de capacidad, desarrollado por esta misma Ley, buscaba asegurar el suministro a largo plazo ante posibles cortes ocasionados por periodos con escasez de viento y elevada demanda de electricidad, por ejemplo, de manera que los consumidores puedan beneficiarse de un suministro fiable y a un precio asequible.

⁸⁴ (GOV.UK, 2013).

⁸⁵ Para más detalle sobre la reforma del mercado eléctrico ver el apartado 6.3.1.

⁸⁶ Estos contratos solo son de aplicación en Gran Bretaña. No pueden aplicar proyectos ubicados en Irlanda del Norte.

El mercado de capacidad opera en paralelo con el mercado de energía, apoyado por el mercado de servicios de ajuste (*balancing services market*). El mercado de capacidad se diseñó con el fin de disponer de la capacidad suficiente, mediante pagos que promueven la inversión en nueva potencia o en potencia ya existente, con el objeto de que permanezca operativa y pueda ofrecer respaldo a las tecnologías bajas en carbono más intermitentes. De igual manera, se ha diseñado para apoyar el desarrollo de una gestión de la demanda más activa en el mercado eléctrico.

El procedimiento de asignación es mediante subasta. Así, los potenciales participantes del mercado de capacidad realizan ofertas para contratos con cuatro años de antelación respecto a la fecha de entrega (por ejemplo, la primera subasta de 2014 tenía como fecha de entrega octubre de 2018) (Engie, 2016).

El formato de la subasta es descendiente, comenzando con ofertas de 75 £/kW y reduciendo el precio hasta que se alcanza el mínimo. Los suministradores de capacidad a los que se les adjudica un acuerdo de capacidad, confirman su compromiso con el mercado de capacidad y el nivel de pagos por capacidad que van a recibir durante quince años (para plantas nuevas, tres para plantas reacondicionadas), teniendo en cuenta los precios resultantes del proceso de subasta. Estos pagos se realizan de manera mensual durante el año de entrega.

En este mercado pueden participar generadores (nuevos, existentes o integrados), instalaciones de cogeneración, agentes dedicados a sistemas de gestión de la demanda, almacenamiento eléctrico e interconexiones (Engie, 2016).

En julio de 2014, la Comisión Europea aprobó el esquema del mercado de capacidad británico y lo declaró compatible con la normativa de ayudas de Estado vigente. Sin embargo, en noviembre de 2018, como consecuencia de una apelación realizada por una empresa que operaba en el sector, la Corte General anuló la decisión de la Comisión, consideraba que esta debería haber procedido a una investigación más profunda del mecanismo propuesto, en particular en lo referente a la participación de agentes mediante esquemas de gestión de la demanda (*demand respond operators*), por ejemplo cuando los consumidores de energía ofrecen reducir su consumo en momentos de desequilibrio del suministro (European Commission, 2019).

Tras la investigación realizada, la Comisión confirmó que el sistema de mercado de capacidad británico del período 2014-2024 cumplía con las normas de ayudas de Estado de la UE. Fruto de la investigación, se confirmó que el esquema era necesario para garantizar la seguridad de suministro eléctrico en Gran Bretaña, que estaba en línea con los objetivos de la política energética comunitaria y que no distorsionaba el mercado único. Es más, se encontró evidencia de que el esquema no ponía en situación de desventaja a operadores que gestionan la demanda ni a ningún otro operador. De hecho, durante el tiempo que había funcionado el esquema, se habían introducido mejoras, como reducir la capacidad mínima para participar en las subastas, permitir la participación de capacidad extranjera, desarrollar normas de participación de nuevos tipos de capacidad y facilitar el acceso a contratos a largo plazo, entre otros.

En la actualidad, se considera que este mecanismo presenta una serie de problemas (Orme, 2016). Uno de ellos es que está financiando a generadores con combustibles fósiles, en un momento en que el Gobierno ha determinado como objetivo la descarbonización de la economía y ha establecido, por ejemplo, un precio base al carbono. De esta manera, penaliza por un lado y favorece por otro a estas instalaciones.

Otro problema es que beneficia a instalaciones que, en caso de no haber ganado en la subasta, habrían permanecido abiertas. Tras la primera subasta, alrededor de un tercio de los ganadores confirmaron que no tenían intención de cerrar las plantas con lo que no parece que fuera una buena manera de emplear el dinero ingresado.

Ante esta situación, se podría optar por diferenciar las subastas entre potencia nueva o antigua, de manera que hubiera mayor control sobre la capacidad nueva comprada. Se podría incluir un estándar de rendimiento

de las emisiones, con el fin de evitar que las plantas más contaminantes pudieran pujar. Además, podría concederse un papel más relevante a la gestión de la demanda.

6.2.4. Estrategia de crecimiento limpio de 2017 (*The Clean Energy Growth Strategy*)⁸⁷

Como ya se ha mencionado, el Reino Unido fue uno de los primeros países que reconoció y actuó ante las amenazas del cambio climático. Con las medidas establecidas desde 1990 hasta 2015, ha reducido las emisiones de GEI un 42 %⁸⁸, creciendo la economía un 67 % y desacoplando así crecimiento económico y emisiones de GEI; al contrario de lo que ha sucedido en otros países del G7.

Tabla 29. Objetivos de reducción de emisiones en el Reino Unido

	Objetivos a 2032 (respecto a 2017)	Objetivos a 2050 (respecto a 1990)
Empresas y sector público	Reducción del 32 % con mejora de la eficiencia energética	Reducción del 80 % mediante: -aumento del peso de la electricidad (vehículos eléctricos, actualización de calderas, etc.), -hidrógeno (calefacción en los hogares, automoción y generación eléctrica), -eliminación de emisiones (biomasa sostenible)
Hogares	Reducción del 19 %	
Transporte	Reducción del 29 %	
Generación eléctrica	Reducción del 80 %	
Actividades relacionadas con el uso de la tierra	Reducción del 26 %	

Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

Sin embargo, se plantean dificultades para el cumplimiento del quinto presupuesto de carbono, para lo que se planteó la posibilidad de emplear unidades de carbono internacionales o el emplear unidades adicionales de reducción conseguidas en periodos anteriores. Ambas medidas fueron descartadas por el CCC (Priestley, 2019).

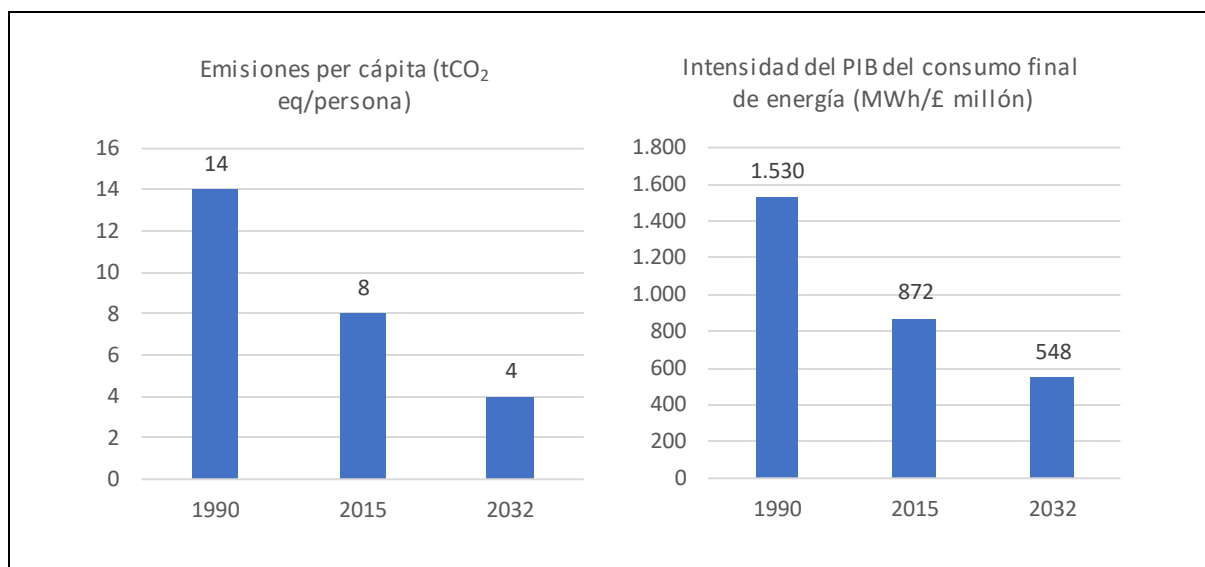
Además, el Reino Unido desarrolló el indicador EIR (*Emissions intensity ratio* o ratio de intensidad de emisiones), que mide la cantidad de gases de efecto invernadero producida por unidad de PIB. Desde 1990 hasta 2016 su reducción ha sido del 4 % anual. Sin embargo, se desearía que hacia 2032 la disminución fuera de un 5 % anual.

Como en todo proceso de transición energética, las medidas adoptadas en el RU tienen como objetivo principal: mantener una economía competitiva e incrementar su crecimiento, garantizando una energía accesible para todos los consumidores con una reducción de las emisiones. En este contexto se busca una mejora de la productividad, generando empleo, aumentando la rentabilidad y protegiendo el medio ambiente y el clima. Entre sus principales retos se encuentran el transporte, los sectores de industria y empresa y la calefacción. Para ello, el Reino Unido debe aprovechar su base tecnológica, la experiencia en servicios e industrias financieras de gran valor y el marco regulatorio con perspectiva de largo plazo.

Los gráficos que siguen, recogen las principales metas recogidas en la estrategia de crecimiento limpio.

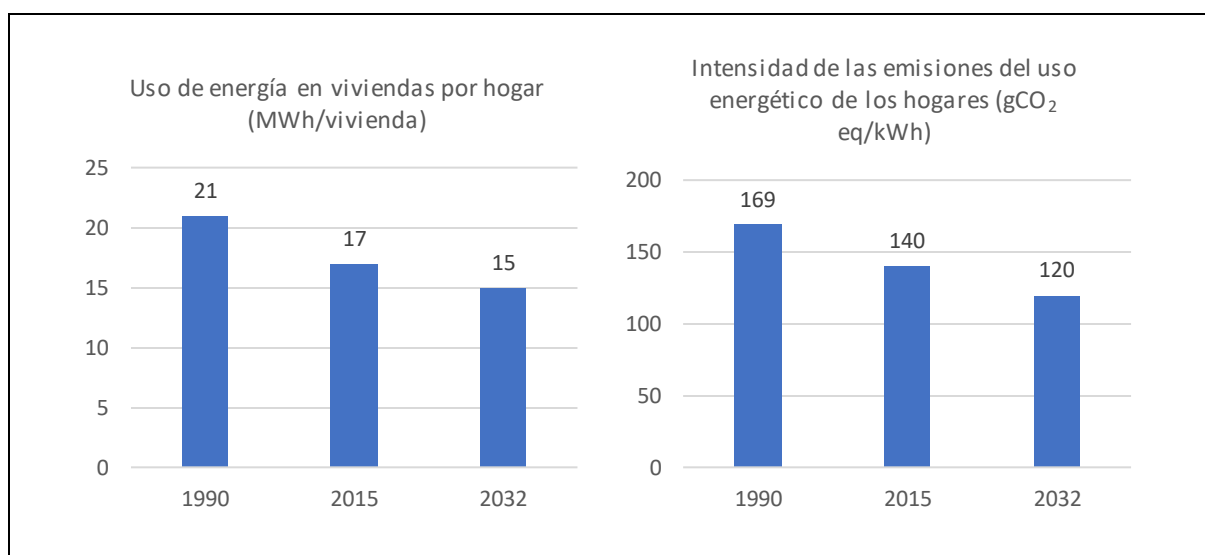
⁸⁷ La información recogida en este apartado procede de la propia estrategia (HM Government, 2017a).

⁸⁸ Parte de la reducción se reconoce que no se debe a las medidas implementadas. Por el contrario, se deben al reajuste de la economía.

Gráfico 87. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio

Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

Otro ámbito de la eficiencia energética se encuentra en los hogares. En este caso, la mejora de las calderas, la introducción de aislamiento y otras medidas han permitido en el periodo 1990-2015 reducir las emisiones de GEI, a pesar de que el parque inmobiliario ha crecido en paralelo. En este campo existe un gran potencial de ahorro y mejora de la eficiencia energética, que además, redundará en beneficio de todos los hogares y, en especial, de aquellos que sufren pobreza energética⁸⁹. Avanzar en estas cuestiones supone, además, la creación de 144.000 empleos.

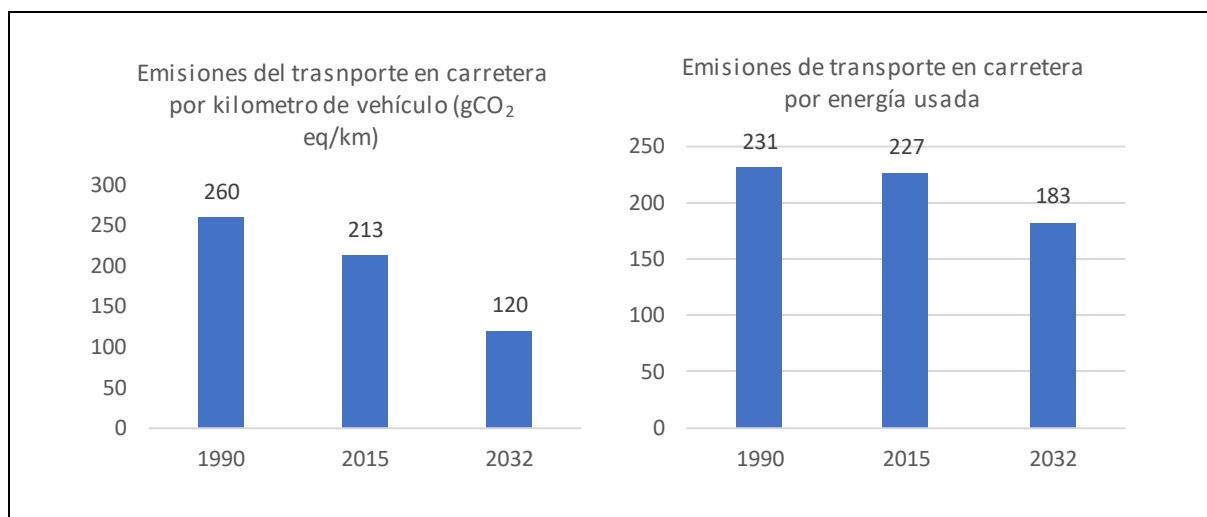
Gráfico 88. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para los hogares

Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

⁸⁹ Para más información y detalle sobre la pobreza energética en Reino Unido ver (Larrea Basterra, 2017).

En el sector del transporte, el número de vehículos eléctricos en las carreteras del país, en 2016, era treinta veces mayor que el de 2011. Para el año 2040, el Gobierno ha anunciado el fin de la venta de coches y furgonetas de gasolina y gasóleo⁹⁰. En edificación, el objetivo es avanzar en la construcción de infraestructuras sostenibles y de edificios eficientes.

Gráfico 89. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para el transporte

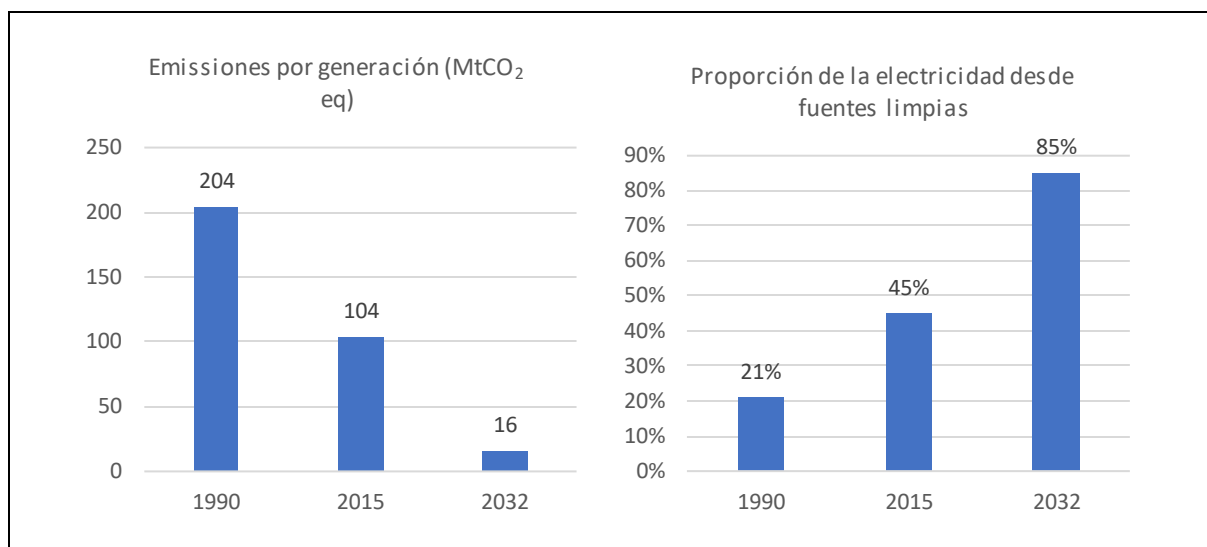


Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

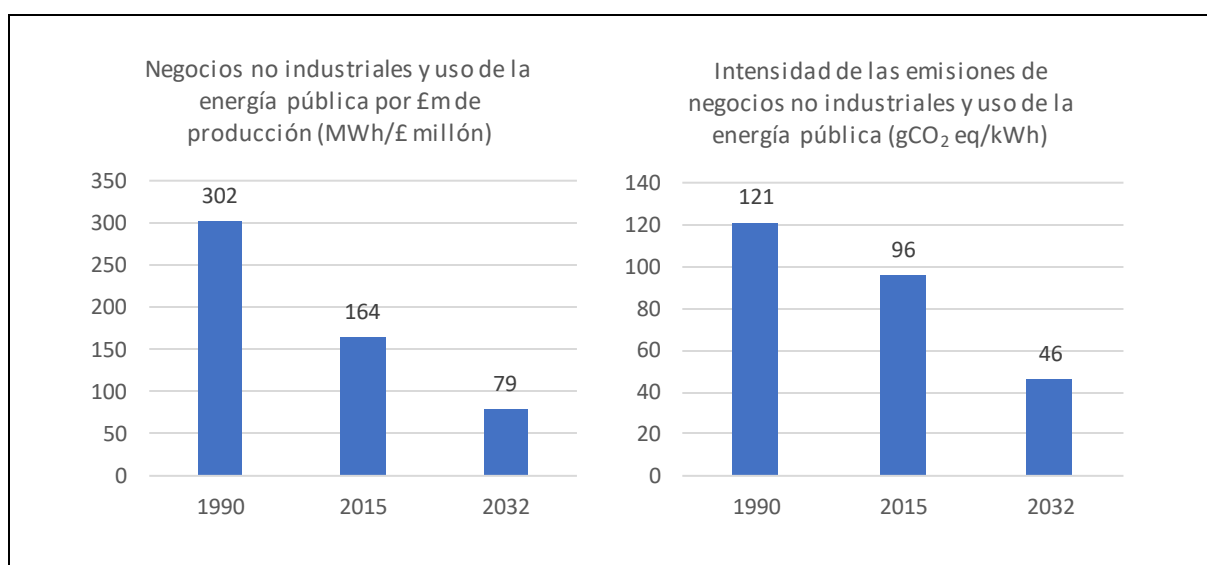
La estrategia de crecimiento limpio señala que la ambición es crear un sistema moderno de transporte y cumplir los objetivos de 2050, es decir cada coche y furgoneta deberán tener emisiones cero para el año 2050. Para los viajes más cortos se promoverá el uso de bicicletas y trayectos a pie. Se modernizarán también los sectores de la aviación y marítimo, a través de acciones internacionales, así como estándares y esquemas de compensaciones.

De igual manera se recoge el sector de la generación eléctrica que ha visto reducir las emisiones un 49 % desde 1990, habiendo aumentado, en paralelo, la energía renovable. Seguir avanzando en la reducción de emisiones en este sector supone la necesidad de seguir invirtiendo en fuentes más limpias de generación.

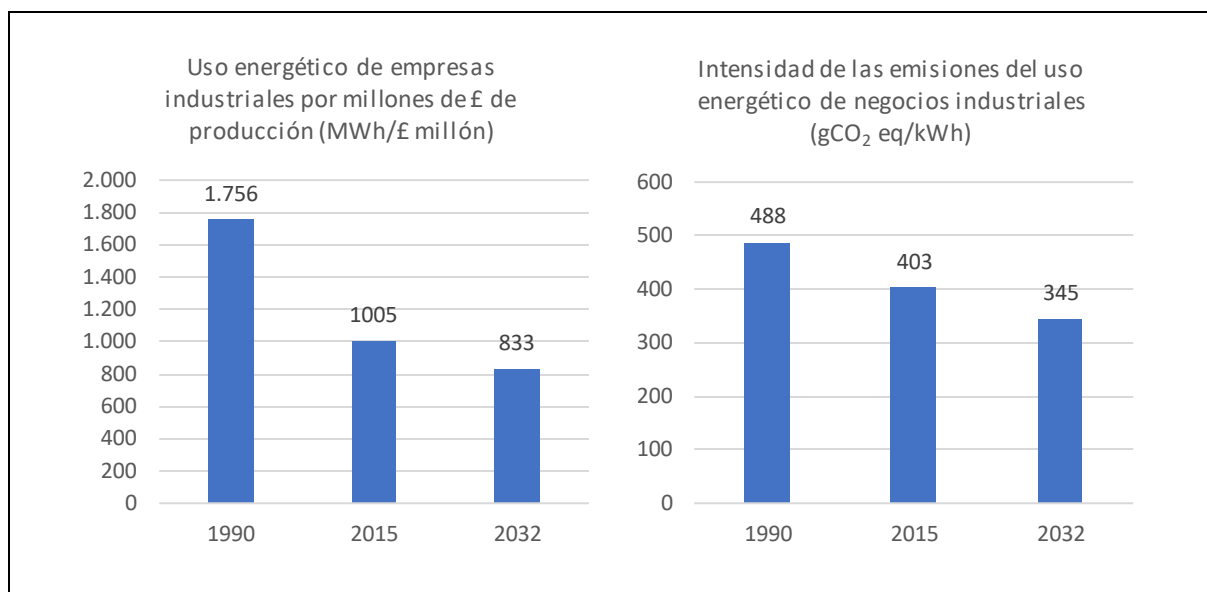
⁹⁰ Por delante en este compromiso se encuentra Noruega, donde para el año 2025 espera el 100 % de las ventas de vehículos sean de este tipo.

Gráfico 90. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para el sector eléctrico

Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

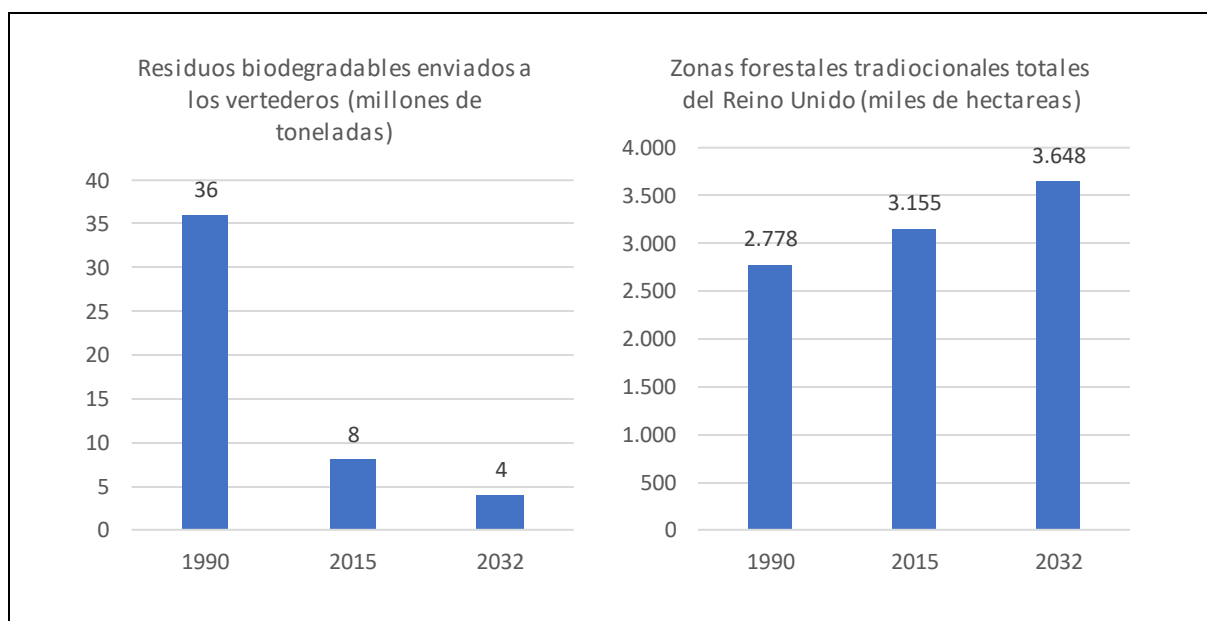
Gráfico 91. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para negocios no industriales y sector público

Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

Gráfico 92. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para la industria

Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

La estrategia también contempla el sector de los residuos, que ha logrado importantes reducciones desde 1990 (73 %), gracias a políticas fiscales sobre los residuos que van a los vertederos, al aumento del reciclaje (44 % entre 2000 y 2015), a la revalorización energética de los residuos y por medio de unas infraestructuras mejores. Este cambio en la eficiencia de las fuentes también se ha visto en la agricultura. No obstante, sigue quedando camino por recorrer.

Gráfico 93. Principales metas a futuro de la Estrategia de crecimiento limpio para el medioambiente

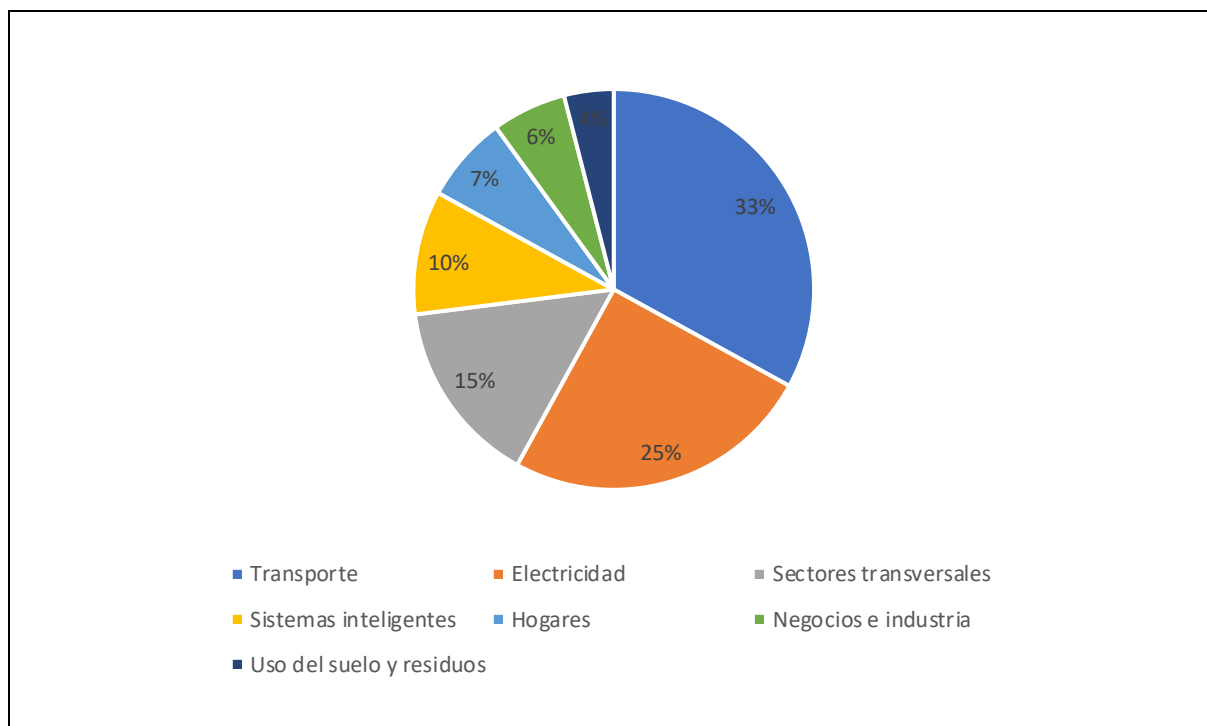
Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

Hay ámbitos en los que resulta más complicado introducir cambios. En estos casos, el Gobierno plantea programas de investigación y desarrollo, donde se mejore la comprensión de las tecnologías y costes, así como el impacto en el medio ambiente; también considera el alcance de eliminar los obstáculos y reforzar los incentivos para apoyar el avance en la eliminación de los gases de efecto invernadero.

La mejora de la eficiencia energética es un elemento sobre el que se hace énfasis en la estrategia de crecimiento limpio. En este sentido, la propia estrategia establece propuestas para conseguir avanzar en este campo. Las medidas recaen sobre diferentes elementos como la eficiencia energética de los procesos productivos, la transformación de los mismos y el consumo energético de los edificios, entre otros.

Esta estrategia necesita una inversión de 2.5 billones de libras para innovación, donde sus objetivos se distribuirán como se recoge en el siguiente gráfico. En la Estrategia se estima una necesidad de 13,5 trillones de libras de inversión pública y privada, únicamente, en el sector de la energía para su descarbonización⁹¹.

Gráfico 94. Distribución de la inversión necesaria de la Estrategia de Crecimiento Limpio



Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

En todo este camino recorrido y en lo que queda por recorrer, el sector público se ha comprometido y ha tomado medidas que le atañían a sí mismo, pero también estableciendo planes y propuestas para el resto de la sociedad. A continuación, se recoge una tabla con las principales medidas y propuestas establecidas en la estrategia de crecimiento limpio.

⁹¹ Se está produciendo una expansión en el uso de productos financieros verdes innovadores. Los mercados de bonos verdes están creciendo rápidamente, ya que en 2012 ascendían a 7,2 billones de libras y a 80 billones de libras en 2016 (HM Government, 2017a).

Tabla 30. Principales medidas y propuestas de la estrategia

Acelerando un limpio crecimiento	Desarrollar financiación verde más avanzada
Mejorar la eficiencia en negocios e industria: -25 % de emisiones para el Reino Unido	Apoyar a las empresas para mejorar su productividad energética
	Establecer un esquema de eficiencia energética industrial
	Publicar planes de acción conjuntos de descarbonización industrial y eficiencia energética
	Liderazgo internacional en la captura, almacenamiento y uso del carbono (CCUS)
	Despliegue a escala de CCUS en RU
	Tecnologías de eliminación de gases de efecto invernadero
	Reducir progresivamente la instalación de formas de calefacción con combustibles fósiles con alto contenido en carbono fuera de la red de gas
	Reciclaje del calor
Mejorar las viviendas: -13 % de emisiones para el Reino Unido	Innovación en energía, eficiencia de recursos y procesos
	Modernizar cerca de un millón de viviendas
	Aspiración para que la mayoría de las viviendas más pobres tengan una certificación energética (Energy Performance Certificate, EPC) C para el año 2035
	Normas de rendimiento energético a alquileres privados de viviendas
	Viviendas sociales
	Reforzar normas de rendimiento energético para las viviendas existentes y las nuevas
	Medidores inteligentes
	Construir y extender redes de calefacción
	Eliminación gradual de las instalaciones de calefacción con combustibles fósiles con grandes emisiones de carbono que no están conectadas a redes de gas
	Mejorar los estándares de alrededor de 1,2 millones de calderas que se instalan anualmente
	Calefacción de baja emisión de carbono
Acelerar el cambio de transporte de bajas emisiones: -24 % de emisiones para el Reino Unido	Inversión de 184 millones de libras en innovación
	Terminar la venta de petróleo convencional en transporte para 2040
	Vehículos de emisiones cero, infraestructuras de recarga
	Acelerar la adopción de taxis y autobuses de bajas emisiones
	Acelerar el trato con el sector automovilístico a la transición de cero emisiones
	Comunicar planes para el sector público
	Invertir 1,2 millones de libras en trayectorias en bicicletas de senderismo
	Cambios de carretera a ferrocarril
	Tecnologías de vehículos autónomos y conectados
Entregar una potencia limpia, inteligente y flexible: -21 % de emisiones para el Reino Unido	Inversión de 246 millones de libras en baterías eléctricas y demás tecnología innovadora
	Reducir costes de potencia para hogares y empresas a través de un plan de sistema inteligente, un gestor independiente de red, un estudio independiente de coste de la energía, una imposición de límites en las tarifas
	Retirar el uso del carbón
	Entregar nueva energía nuclear (precio competitivo)
	Mejorar el mercado de las tecnologías renovables
	Establecer precio objetivo del carbón
Mejorar los beneficios y el valor de los recursos naturales: -15% de emisiones para el Reino Unido	Inversión en innovación de:
	- 265 millones de libras en sistemas inteligentes
	- 460 millones de libras en apoyo nuclear
	- 177 millones de libras en costes de renovables
	Diseñar un sistema de apoyo a futuros programas de agricultura
	Establecer nuevas redes de bosques
	Trabajar hacia la ambición de cero residuos evitables
	Publicar una nueva estrategia de recursos y residuos
Sector público: -2 % de emisiones para el Reino Unido	Innovar en la gestión de las emisiones de los vertederos
	Apoyar los pantanos naturales
	Innovar 99 millones de libras en la tecnología agrícola, uso de tierra y en la eficiencia de los recursos y residuos, entre otros.
	Objetivos más estrictos para el Gobierno central de cara a 2020
Liderazgo gubernamental en limpio crecimiento	Objetivo de reducción de las emisiones de carbono en un 30 % en el sector público voluntario
	Mejoras en la eficiencia energética
	Semana de la "Green Great Britain"
	Crecimiento del grupo interministerial limpio
	Informe anual sobre el crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) y una reducción de las emisiones

Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

6.2.5. Estrategia industrial

Uno de los elementos clave para la transición energética en el Reino Unido es la estrategia industrial. Así, en 2017, el Gobierno del Reino Unido publicó el Libro blanco de la Estrategia Industrial. En este documento se estableció la necesidad de que la estrategia industrial sea a largo plazo dado que plantea una serie de retos que no serían fácilmente alcanzables en el corto plazo.

Principalmente la estrategia gira alrededor de la necesidad de mejorar la productividad del país, que no ha sido demasiado elevada, a pesar de que cuenta con factores positivos como un mercado laboral flexible y unos elevados niveles de empleo. Además, ha sido un país que, si bien no ha invertido demasiado, sí ha sido capaz de atraer inversión del resto del mundo. Cuenta con una economía abierta, liberal y a pesar del Brexit, su objetivo es permanecer abierta al mundo. Como consecuencia, está tratando de llegar a acuerdos de libre comercio y de otros tipos con numerosos países. Además, entre sus ventajas, considera que las competencias transferidas son un factor positivo para sus ambiciones.

Las naciones que componen el Reino Unido son muy dispares entre sí, tanto en lo que a recursos naturales se refiere, como en actividades económicas. Presenta grandes diferencias territoriales que se manifiestan en diferencias salariales, niveles de calidad de vida, etc. En este sentido, la formación (con la mejora de la calidad de la educación secundaria, por ejemplo), el reciclaje profesional, la mejora de la infraestructura y el papel de las ciudades en la creación de corredores industriales o de desarrollo a su alrededor, pueden desempeñar un rol relevante para reducir las disparidades entre territorios.

Como se acaba de señalar, dicha estrategia puso de manifiesto la necesidad de mejorar la formación en capacidades diferentes y, muy en especial, en ciencia, tecnología, matemáticas e ingeniería, así como la adaptación de personal ya formado a las nuevas necesidades.

Los grandes retos que se han planteado en la estrategia son cuatro: inteligencia artificial y revolución de los datos; envejecimiento de la población, crecimiento limpio y movilidad del futuro (GOV.UKs, 2019). De estos retos, los dos segundos están altamente relacionados con la energía.

El reto de crecimiento limpio (Clean Growth Grand Challenge) consiste en promover que el país se posicione a la vanguardia de las industrias del futuro, maximizando las ventajas para la industria británica de la transición hacia una economía baja en carbono. En este ámbito se espera además que la industria existente evolucione hacia unas menores emisiones de GEI y hacia un consumo más eficiente de los recursos. En este sentido, entre los objetivos se encuentra desarrollar clústeres industriales con emisiones netas nulas para 2040 y al menos uno para 2030.

También se busca que la edificación sea más eficiente y que se empleen fuentes de calefacción más limpias, para lo que se ha llegado a un acuerdo con el sector de la construcción. De igual manera se plantea una nueva estrategia para el vehículo eléctrico, para la eólica *offshore*, los sistemas energéticos inteligentes, la eficiencia energética y la financiación verde entre otros.

En lo que a la movilidad del futuro se refiere, el Reino Unido pretende ser un referente en el diseño y la fabricación de vehículos con cero emisiones netas para 2040, así como en que el transporte sea más seguro, limpio y mejor conectado, ayudando en el desarrollo de los vehículos autónomos. En este campo el Gobierno ha llegado a un acuerdo con el sector de la automoción.

No obstante, también el primer reto, en cierta medida, se relaciona con la energía dado que entre los temas prioritarios se encuentran además de la ciberseguridad, la manufactura, la agricultura y las ciencias naturales, la edificación y la energía. Además, hay otros acuerdos a los que se ha llegado que se refieren a la digitalización industrial y a la industria nuclear, para la construcción y desmantelamiento de instalaciones nucleares.

En todo esto resulta de gran importancia la infraestructura. A la infraestructura necesaria para desarrollar la movilidad del futuro, se le añade la infraestructura digital, así como la protección de la infraestructura logística con que ya se cuenta (como puertos, carreteras y ferrocarril).

Con todo lo anterior, se entiende que esta estrategia vaya acompañada, entre otros, de una estrategia de digitalización, donde la formación en capacidades va a ser determinante del grado de éxito futuro del país, así como de economía circular.

En este proceso de descarbonización, la innovación resulta fundamental. Para ello, el Reino Unido presenta ventajas al contar con una buena base de producción científica.

A pesar de ello, la estrategia industrial del Reino Unido, planteó la necesidad de aumentar la inversión en I+D sobre el PIB del 1,7 % en 2017, al 2,4 % en 2025 y a un 3 % en un futuro más lejano, con el fin de posicionarse en el entorno de países como Estado Unidos (2,8 %) y Alemania (2,9 %) (HM Government, 2017b). Este aumento debe ser tanto en el ámbito de la I+D pública como privada y con la búsqueda de la excelencia.

En este ámbito de la I+D el país apuesta, principalmente, por las ciencias naturales, la industria aeroespacial, la automoción, la tecnología, la energía y las industrias creativas. No obstante, no debe obviarse que el país es pionero en servicios legales, contables, financieros, de publicidad, arquitectura y en servicios, como se indicará más adelante.

Esta inversión en I+D requiere además, en el caso del Reino Unido, conseguir que las ideas pioneras que se desarrollen en el país, lleguen a convertirse en productos y servicios comercializables desde el mismo, con el fin de obtener el máximo valor y que no se siga con la habitual tradición de vender a terceros las ideas antes de que se conviertan en productos exitosos (HM Government, 2017b).

Para todo ello, el Reino Unido puede aprovechar su capacidad de liderazgo en el ámbito de la I+D, y de colaboración con terceros países, lo que se observa en el hecho de que el 17 % de la inversión en I+D del país procede del exterior. Asimismo, debe promocionar el desarrollo de la I+D en clústeres alrededor de universidades (el Reino Unido cuenta con cuatro de las diez mejores Universidades del mundo) lo que le permitirá generar empleo de calidad y desarrollo local, siendo una manera adicional de impulsar la inversión.

El Reino Unido dispone de un importante marco de I+D en energías limpias e innovación. Cuenta con diferentes programas y fondos para el sector energético como el BEIS energy innovation (de tecnologías limpias, eficiencia energética, calefacción, nuclear y financiación verde entre otros), el UKRI energy research and development funding (principalmente para renovables *offshore*); el Faraday challenge funding (en el ámbito de la electricidad) y los programas de Ofgem (de electricidad y gas) entre otros (IEA, 2019b).

Además, la Estrategia de Crecimiento Limpio del Reino Unido (*The UK Clean Growth Strategy*), de 2017, iba acompañada de una inversión de más de 2.500 millones de libras para innovación en tecnologías bajas en carbono como parte del mayor aumento del gasto público en ciencia, investigación e innovación en más de tres décadas. Esta inversión, que trata también de promover inversión privada, busca convertir al Reino Unido en líder mundial en nuevas tecnologías como la captura de carbono, las redes inteligentes y las celdas de combustible de hidrógeno (Wood, 2018).

En 2017, del presupuesto del Gobierno en I+D en energía, el 21 % fue dirigido a eficiencia energética, el 16 % a nuclear, el 2 % a renovables y el resto a varios (que incluyen el hidrógeno y las células de combustibles, el almacenamiento y otras tecnologías eléctricas). Teniendo en cuenta lo anterior, en energía, la innovación podría centrarse en una serie de ámbitos: hidrógeno y bioenergía, hogares, baterías, sistemas de energía inteligentes, electricidad, industria, residuos y uso de la tierra. Asimismo, podría destacarse la captura, uso y almacenamiento de carbono, la movilidad, la eficiencia energética en general y la agricultura (IEA, 2019b).

Un proceso de esta naturaleza puede llevar a una mejora de los resultados económicos, así como del empleo. La innovación tecnológica y la inversión, han permitido crear en el pasado más reciente puestos de trabajo de alto valor (430.000). Además, se espera que en el futuro los empleos relacionados con las tecnologías y las energías limpias asciendan a más de dos millones de personas.

Así, teniendo en cuenta las oportunidades y fortalezas, el Comité de cambio climático considera que podrán alcanzar beneficios económicos de la descarbonización, y la economía baja en emisiones del país podría crecer alrededor de un 11 % entre los años 2015 y 2030 (HM Government, 2017a).

Ahora bien, si el Gobierno decidió en 2017 doblar el presupuesto de I+D para 2020/2021, en la actualidad podrían plantearse dudas sobre su ejecución teniendo en cuenta el contexto de crisis surgido a raíz de la pandemia del Covid-19. Además, hasta ahora el Reino Unido, gracias a su participación en multitud de plataformas internacionales de I+D, conseguía importantes volúmenes de fondos de los programas europeos como el H2020 (alrededor del 20 % de los fondos H2020 los recibía el Reino Unido). Teniendo en cuenta su salida de la UE, se plantea ahora la necesidad de aumentar en mayor medida los fondos para la inversión en I+D y lograr los objetivos que se había planteado en la estrategia industrial.

Además, es necesario que se haga desaparecer las barreras existentes al desarrollo de tecnologías inteligentes (HM Government & Ofgem, 2018).

El Reino Unido, también tiene ventajas en actividades financieras, de derecho, consultoría, *software* y servicios de datos, donde presenta fortalezas; en el diseño y fabricación de productos; y en políticas y marcos regulatorios con una dirección a largo plazo donde se apoya la innovación. Algunas de estas ventajas ya se han capitalizado en generación renovable (básicamente en la eólica *offshore*, con el 40 % de capacidad a escala mundial; instalación de cables, reparación de equipos, trabajo de construcción y consultoría), en tecnología de electrónica de potencia, en vehículos eléctricos (uno de cada cinco vehículos eléctricos conducidos en Europa proviene de Reino Unido) y en servicios financieros y profesionales de emisiones bajas en carbono (50 bonos verdes, traducidos en 14,8 billones de libras en siete divisas, siendo Londres el epicentro de las finanzas verdes⁹²) (HM Government, 2017a).

Además, teniendo en cuenta el reto al que se va a enfrentar a lo largo de las próximas décadas en el ámbito del desmantelamiento de plataformas en el Mar del Norte, no sería de extrañar que pudiera convertirse en un referente en esta materia. De hecho, en los próximos 30-40 años deberá desmantelar 470 instalaciones (Adamcikova, 2020).

6.3. La transición energética en las naciones

En el Reino Unido, los legisladores son conscientes de las diferencias regionales existentes en general, por ejemplo, en materia de actividad económica, y en el ámbito energético en particular, por ejemplo, en recursos renovables disponibles, consumo energético y desarrollo desigual de la infraestructura.

⁹² La Financiación Verde y Sostenible representa el entorno, productos y servicios financieros para proyectos que combaten el cambio climático (Financiación Empresarial, 2018). En términos de sostenibilidad, el país ocupa la posición undécima en el ranking de empresas de sostenibilidad desarrollado por Robeco (Country sustainability ranking. 2017). Este índice que se calcula dos veces al año, analiza los países teniendo en cuenta más factores relacionados con la edad, la competitividad y el medioambiente.

Así, todo el proceso planteado por el Reino Unido, no ha obviado las diferencias que existen entre los diferentes territorios del país. De hecho, se han planteado propuestas diferentes según el territorio, aunque siempre priorizando la inversión y las tecnologías de bajas emisiones. A nivel regional, la siguiente tabla recoge algunos de los resultados de este proceso.

Tabla 31. Impactos regionales de la transición energética en el Reino Unido

Región	Resultado
Escocia	Facturación de la economía sostenible de 5,5 billones de libras en 2015, apoyando 31.000 trabajos y 20.000 negocios
Irlanda del Norte	Facturación de 1 billón de libras, apoyando 5.000 trabajos y 4.000 empresas
Norte de Inglaterra	Las inversiones bajas en carbono han estimulado la innovación y generación de energía limpia. Además, se desarrolla la cadena de suministros locales, ayudando a la regeneración del tejido industrial británico
Noroeste de Inglaterra	La eólica <i>offshore</i> de Siemens ha ayudado en crear 1.000 empleos y una inversión de 310 millones de libras
Midlands	Vehículos bajos en carbono: se han invertido más de 1,5 billones de libras en I+D en el sector automovilístico
Gales	Facturación de 1,7 billones de libras en 2015, con 11.000 trabajos y 4.500 negocios
Sudeste de Inglaterra	Facturación de 1,15 billones de libras, creando 8.800 empleo, del cual el 7 % es local
Sudoeste de Inglaterra	Con el trabajo de 9.000 personas en Bristol y 19.000 en el resto del este de Inglaterra, se generan 2,4 billones de libras

Fuente: elaboración propia a partir de (HM Government, 2017a).

Por otro lado, si bien en un inicio, las competencias de las naciones en energía parecían restringirse a hacer cumplir la normativa comunitaria y británica, en la práctica, las competencias pueden influir de manera decisiva en cuestiones como las decisiones de planificación, los permisos, etc.

Por ello, no se debe obviar que este proceso de transición se encuentra también afectado, en cierta medida, por el Brexit, que podría introducir cambios en el ámbito de las responsabilidades en la toma de decisiones sobre política energética y de cambio climático (Cairney et al., 2019). Como consecuencia, se requerirá una gran coordinación entre los diferentes agentes para avanzar en la transición energética en el Reino Unido.

Irlanda del Norte

Irlanda del Norte cuenta con una Autoridad para la regulación de los servicios públicos que es responsable de regular las industrias de la electricidad, gas, agua y alcantarillado.

La estrategia energética actual de Irlanda del Norte se estableció en el Marco Estratégico de la Energía (*Strategic Energy Framework*, SEF), para el periodo 2010-2020. Probablemente, la siguiente estrategia se centre en la búsqueda de un sistema energético descentralizado, más orientado al consumidor, donde la descarbonización se plantee en electricidad, pero también en el calor y el transporte. El Departamento de Economía de Irlanda del Norte está preparando una propuesta con participación pública de estrategia energética nueva.

Desde 2007, como se ha indicado con anterioridad, Irlanda del Norte ha participado conjuntamente con la República de Irlanda en el mercado único de electricidad. El objetivo del SEM era armonizar los acuerdos para la comercialización de electricidad entre los Estados Miembros, con el fin de alentar nuevas inversiones en el mercado, aplicar presión para la reducción de los precios y crear opciones comerciales.

Escocia

La Ley de Cambio Climático de 2009 requería que los ministros escoceses redujeran las emisiones en el territorio en, al menos, un 80 % para 2050, con un objetivo provisional del 42 % para 2020 y objetivos anuales para cada año hasta 2050.

En diciembre de 2017 publicó una estrategia de energía que establecía una visión para el futuro de la energía, hasta 2050. Esta estrategia es totalmente coherente con los objetivos del Plan de cambio climático, con una visión más amplia a largo plazo.

En mayo de 2018, se presentó un nuevo proyecto de ley sobre el cambio climático al Parlamento escocés, con objetivos más ambiciosos en respuesta al Acuerdo de París. Así, el proyecto de ley estableció un objetivo de reducción del 90 % en las emisiones de todos los gases de efecto invernadero, lo que significa emisiones cero netas de dióxido de carbono para 2050. En otras palabras, el proyecto de ley busca que Escocia sea neutral en carbono para 2050.

Por su parte, el Plan de Cambio Climático publicado en febrero de 2018, establecía el paquete integral de políticas y propuestas del Gobierno de Escocia para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones durante el período 2018-2032. De hecho, ya se han publicado los dos primeros informes anuales que monitorizan el progreso del Plan. No obstante, por el momento es demasiado pronto para poder concluir algo sobre la evolución del plan, aunque ya se han tomado medidas en el ámbito de la generación eléctrica y del transporte.

Así, con una reducción de las emisiones del sector eléctrico del 92 % entre 1990 y 2017, el siguiente objetivo es lograr que, a partir de 2020, la intensidad de la generación eléctrica se sitúe por debajo de los 50 gramos de CO₂ por kWh, mediante la promoción de nuevas renovables (cuentan con 13 GW en construcción o planificados), apoyadas por una serie de tecnologías flexibles, y garantizando un suministro seguro y flexible, robusto ante fluctuaciones e interrupciones del suministro (Scottish Government, 2019).

En el ámbito del transporte el Plan tiene focos en diferentes ámbitos pasando del transporte público terrestre, por aire y ferrocarril, al transporte privado, con la reducción de las emisiones por kilómetro recorrido.

En conjunto, la Estrategia Energética y el Plan de Cambio Climático proporcionan el marco estratégico para la transición de Escocia hacia una economía baja en carbono, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y maximizando las oportunidades sociales y económicas.

Gales

En Gales, la Ley de Medio Ambiente de 2016 requería que los ministros redujesen las emisiones en Gales al menos en un 80 % para 2050. Igualmente, incluía la necesidad de que los ministros galeses establecieran objetivos provisionales de reducción de emisiones a 2020, 2030 y 2040, y un sistema de presupuesto de carbono.

Desde que se aprobara la Ley de Medio Ambiente, el Gobierno de Gales se ha centrado en establecer un marco normativo y de políticas para cumplir con el compromiso legal, basado en la participación significativa de las partes interesadas y el asesoramiento del Comité sobre cambio climático.

6.4. La transición energética ante el Brexit

El Reino Unido ha sido un actor fundamental en el desarrollo del mercado de energía de la UE y en el desarrollo de la política climática. Además, como otros Estados miembro, el Reino Unido desempeña un rol en el equilibrio del sistema y en la mejora de la seguridad de suministro de la UE.

El Reino Unido, como se ha comentado, se ha convertido en líder en el ámbito de la energía eólica *offshore* y su participación en proyectos como el North Sea Grid, que busca aumentar las interconexiones entre los

países de la región del Mar del Norte, así como la conexión e integración de potencia *onshore* y *offshore* de renovables, es esencial.

El Reino Unido ha sido tradicionalmente reacio a conceder demasiadas facultades a la Comisión Europea en materia de *energía*. Sin embargo, desde el inicio del procedimiento del Brexit, se ha considerado que un futuro acuerdo entre la UE y el Reino Unido debería incluir un capítulo relacionado con la energía y el clima, que ayudara a calmar el funcionamiento de los mercados de energía, garantizar los flujos de esta y la cooperación conjunta en la lucha contra el cambio climático de la manera más coste-eficiente posible para los consumidores domésticos e industriales. Esta colaboración conjunta traería beneficios a ambas partes en la medida en que los objetivos son comunes.

De hecho, se considera que un Brexit sin acuerdo tendría un impacto negativo mayor en las áreas de energía (Derrick & Bremen, 2019).

6.4.1. *Impactos del Brexit en el ámbito energético*

En este apartado se hace mención a una serie de cuestiones relevantes en el ámbito energético que deberían ser objeto de análisis y reflexión por las partes involucradas, con el fin de que se aclaren las nuevas reglas de actuación en un ámbito como la energía que se negocia como un producto pero que no está incluido en la normativa básica desarrollada por la Organización Mundial del Comercio.

En el proceso de descarbonización

En un principio, el Brexit no parece que vaya a ser un problema en la estrategia de descarbonización del Reino Unido, en la medida en que dicha estrategia obedece más a convenios internacionales o iniciativas propias del país, y no tanto al dictado de Bruselas. Así, a pesar de salir de la UE el Reino Unido sigue comprometido con el Acuerdo de París y, además, estableció un compromiso de emisiones netas nulas a 2050 antes que la propia UE.

De hecho, en la actualidad el Reino Unido se encuentra por delante en el cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones, al haberlas reducido más de un 40 % respecto a 1990. Es más, tras el referéndum, el Gobierno reiteró su compromiso con un presupuesto de carbono vinculante, que exige para 2020, una reducción de las emisiones de GEI de un 57 % respecto a los niveles de 1990 (Keay & Robinson, 2017b).

En lo que se refiere a la participación del Reino Unido en el RCDE-UE⁹³, este país contaba con un mecanismo de comercio de derechos de emisión antes de entrar a participar en él. Así, si el Reino Unido no mantuviera su presencia, debería desarrollar un mercado propio, cuya implementación tardaría probablemente varios años en ponerse en funcionamiento y le plantearía daños relacionados con las economías de escala⁹⁴.

Teniendo en cuenta que el reducido precio del derecho de emisión del RCDE-UE fue una decepción para el país, que decidió crear un mecanismo de precio base o suelo, el Reino Unido podría optar por aplicar este

⁹³ En la Ley de Presupuestos de 2018, el Reino Unido no contemplaba su salida del RCDE-UE, pues incluía una provisión por la que si se mantenían elevados los precios de los derechos de emisión, podría plantear una reducción del CPS para 2021-2022 (Hinson & Priestley, 2019).

⁹⁴ Este es uno de los escenarios que se plantean en el informe (Vivideconomics, 2019), donde se considera que se podría desarrollar un RCDE-Reino Unido sin relación con el RCDE-UE. En el segundo escenario el RCDE-Reino Unido tendría relación con el RCDE-UE. Un tercer escenario consistiría en sustituir la señal de precios del carbono de un mercado por un impuesto sobre el carbono, que podría aplicarse también a otros sectores no cubiertos por el RCDE-UE actual, como la agricultura o el sector forestal.

precio más allá del sector eléctrico (que es donde lo aplica en la actualidad), por ejemplo, a la industria, a la agricultura, al transporte y a los edificios, desarrollando elementos de monitorización, reporte y verificación similares a los del RCDE-UE (Hinson & Priestley, 2019)⁹⁵. Además, podría instaurar un impuesto en frontera para evitar la fuga de carbono, tal y como ya está planteando la Comisión Europea.

Ante esta situación, la UE debería establecer objetivos más estrictos para poder cumplir sus objetivos a 2030. No debe obviarse que el Reino Unido es el segundo emisor de carbono y el principal importador de derechos de otros Estados de la UE. Sin la presencia del Reino Unido el precio de los derechos de emisión podría reducirse, debido a una menor demanda, con lo que debería reajustarse el mercado, un reto para la fase 4 (2021-2030) y / o preferentemente mantener la participación de Reino Unido en el mismo, al menos hasta finales de 2020 o más allá, en función de la futura gobernanza.

En esta situación, conviene recordar que el RCDE-UE busca la ampliación de su marco de acción geográfico y no es un requisito necesario para participar en él ser miembro de la UE. En este caso, eso sí, sería necesario llegar a un acuerdo entre las partes de la misma manera que lo hizo, por ejemplo, en el pasado, Suiza.

En seguridad de suministro

En el ámbito de la seguridad de suministro, podrían plantearse cuestiones relevantes. Así, en lo que al petróleo se refiere, no se prevén mayores consecuencias del Brexit en la medida en que Europa forma parte de un mercado global (Keay & Robinson, 2017b).

El Reino Unido cuenta con fuentes de abastecimiento propio de gas. El resto del suministro lo importa de Noruega o bajo la forma de GNL, que procede, entre otros de EE. UU. Esta fuente se considera flexible y segura con lo que el abastecimiento de gas no es un tema que preocupe al país en este momento, aunque en la isla de Irlanda la situación es diferente. Ello se debe a que la República de Irlanda depende por completo del suministro de gas del Reino Unido. Como consecuencia, es conveniente que se mantenga el comercio de gas de la manera más eficiente posible. Hay que tener en cuenta que el modelo europeo de mercado de gas se basa en el del Reino Unido, por lo que no debería tener dificultades para adaptarse al mismo. No obstante, podría producirse un desacoplamiento de los precios europeos y británicos del gas.

La situación alrededor de la electricidad resulta más compleja. Así, en la actualidad en electricidad el Reino Unido participa en el Internal Energy Market (IEM) de la UE, donde existe un acoplamiento de los mercados generalizado, aunque todavía principalmente en el mercado diario (*day ahead market*); y en el del Irish Single Energy Market.

Salir del IEM, no parece que plantee problemas a la seguridad de suministro de electricidad del Reino Unido. De hecho, se espera que el intercambio se mantenga, pero con probabilidad de que sea en menor cuantía. Esto podría llevar a un ligero aumento de los precios de la electricidad en el Reino Unido, en particular si se reducen las importaciones de electricidad desde Francia y los Países Bajos (Pollitt, 2017), debido en gran medida, a que se procedería al cargo de una cuota por el uso de las interconexiones que en la actualidad no se pagan. No obstante, podrían aumentar las dificultades debido a que el uso de las interconexiones dota de mayor flexibilidad y resiliencia a las redes (Hinson & Priestley, 2019).

⁹⁵ De hecho, en la Ley de Presupuestos de 2019 (Finance Act 2019) se incluyeron provisiones para la implementación de un impuesto sobre las emisiones de carbono si finalmente no se llegara a un acuerdo en este ámbito.

En el ámbito de la isla de Irlanda resulta conveniente que se mantenga el comercio de electricidad (y también del gas) de la manera más eficiente y que se apoye el funcionamiento del Irish Single Energy Market (Energy UK, 2018). Ello es así, porque la seguridad energética de la isla de Irlanda sí depende en gran medida del Reino Unido. Como consecuencia, la participación continuada del Reino Unido ofrece una solución que funciona para Irlanda sin divergencia entre Irlanda del Norte y Gran Bretaña. De hecho, tanto la UE como el Reino Unido consideran que resulta de especial interés proteger la cooperación norte-sur en la isla de Irlanda, así como el Acuerdo de Viernes Santo⁹⁶, y el desarrollo continuado de un mercado de energía en la isla.

De esta manera, el acuerdo debería garantizar que el IEM evolucione hacia un mercado único integrado de energía (Integrated Single Electricity Market, I-SEM) que pueda funcionar de manera eficiente, incluyendo cooperación continua en el desarrollo y la operación de la interconexión y una aproximación consistente al RCDE-UE o al precio del carbono. Cualquier divergencia entre las normas de Gran Bretaña (GB) y del IEM, tendrían que tener en consideración el impacto sobre los consumidores domésticos e industriales (Energy UK, 2018). A modo de ejemplo, en la actualidad, Irlanda del Norte no paga el CPF que se cobra en el resto del Reino Unido, y se espera que esta diferencia se mantenga en el tiempo.

A priori, parece que el Reino Unido se ha comprometido a seguir operando en este último, teniendo en cuenta la situación de la Isla de Irlanda. No obstante, no hay indicios claros que siga participando del IEM (Hinson & Priestley, 2019).

En energía nuclear

En el ámbito nuclear, el Reino Unido indicó en el documento oficial sobre su salida de la UE, que notificaría su retirada de Euratom. No obstante, ha dejado claro que desea continuar trabajando en un marco de cooperación internacional, pendiente de definir. En este sentido, ya se ha legislado para replicar las salvaguardas nucleares y se han negociado acuerdos de comercio nuclear con Australia, Canadá y Estados Unidos (Hinson & Priestley, 2019). De hecho, las medidas adoptadas harían que, en caso de un Brexit sin acuerdo en materia energética, el impacto en el ámbito nuclear no existiera.

Impactos del Brexit por nación

Como se ha comentado con anterioridad, el Brexit tendrá impacto en la medida en que es probable que se realice algún reajuste a las competencias que hasta ahora desarrollaba la UE y que podrían ser en alguna medida transferidas a las naciones.

El caso de Irlanda del Norte, es especial, al formar parte del Reino Unido, pero participar en el mercado de electricidad de la isla de Irlanda. Debido a su ubicación geográfica, sería de esperar y probablemente, lo deseable, que Irlanda del Norte permaneciera en dicho mercado a efectos de la electricidad. En lo que al gas se refiere se abren más incógnitas.

⁹⁶ Good Friday Agreement o Acuerdo de Belfast. En virtud de este acuerdo, firmado por los Gobiernos de Irlanda y del Reino Unido en 1998 y aceptado por la mayoría de los partidos políticos norirlandeses, se puso fin al Conflicto de Irlanda del Norte y se estableció cómo debía gobernarse este territorio.

Sobre la pregunta constitucional de si Irlanda del Norte debería mantenerse en el Reino Unido o ser parte de una Irlanda unida, se acordó que no habría cambios sin el consentimiento de la mayoría. A esto se le denominó “el principio del consentimiento”. La opinión de la mayoría podría ser comprobada en el futuro mediante un referéndum (Northern Ireland Assembly, n.d.).

Por su parte, Escocia, querría mantener su pertenencia a la UE, pero en la situación actual no se prevé la posibilidad de alcanzar ese objetivo en el corto plazo.

Impacto del Brexit en otras cuestiones energéticas

En lo que respecta a las renovables, el Brexit concederá margen de flexibilidad al Reino Unido, ya que no se prevé que pueda cumplir con el objetivo europeo del 15% de renovables en consumo de energía que tenía para 2020.

En lo que a interconexiones se refiere, en 2017 había diferentes propuestas de interconexión, principalmente de electricidad, del Reino Unido con otros países de la UE y Noruega. La inestabilidad que el Brexit conlleva, plantea dificultades para acometer las inversiones necesarias, que se ve acompañada con la salida del Reino Unido del Banco Europeo de Inversiones (BEI). Por ello, podrían producirse retrasos en la construcción de nuevas interconexiones, lo que dificultaría el cumplimiento de los objetivos de descarbonización por ambas partes.

El Reino Unido, tal y como se ha comentado, es líder mundial en desarrollo de eólica *offshore*. Sin embargo, la mayor parte de los equipos proceden de suministradores fuera del país. Por ello, será necesario que se llegue a acuerdos con el fin de poder avanzar en el desarrollo eólico *offshore*, que beneficiará tanto al propio Reino Unido, como a los suministradores pues les permite obtener un aprendizaje más rápido.

En materia de garantías de origen para la cogeneración, se considera que estas seguirán siendo válidas en el Reino Unido. Sin embargo, en un principio, las nuevas obtenidas en el Reino Unido no tendrían validez en la UE (Hinson & Priestley, 2019).

En lo que a eficiencia energética se refiere, la normativa comunitaria se transpondrá al ordenamiento jurídico británico. Sin embargo, no se desestima la posibilidad de que los objetivos establecidos en esta materia se mantengan en un futuro.

De igual manera que le sucede en el caso del objetivo de renovables, el Brexit permitirá al Reino Unido tener también más flexibilidad en materia de ayudas estatales (Keay & Robinson, 2017b).

6.4.2. Necesidad de colaboración en distintos ámbitos

Teniendo en cuenta todo lo anterior, parece que lo mejor sería mantener la colaboración en los distintos ámbitos, en la medida en que facilitaría el cumplimiento de los objetivos de descarbonización planteados y simplificaría la operativa.

Así, aunque la seguridad energética a largo plazo del Reino Unido no depende en exceso de la UE, como consecuencia de sus diversas fuentes de gas natural y de una política potente que garantiza el suministro de electricidad; sería conveniente que se colabore de manera adecuada en el ámbito eléctrico y del gas con el fin de garantizar el suministro de la isla de Irlanda cuya integración con el sistema de Gran Bretaña ha crecido (Pollitt, 2017).

En este ámbito de la colaboración, se ha venido considerando necesario que la política energética del Reino Unido sea estable y se mantenga alineada con la de la UE. Para ello, sería necesario que el Reino Unido siguiera participando en diferentes asociaciones y organismos dedicados a la elaboración de políticas (ACER,

ENTSO-E, ENTSO-G y/o ENSREG)⁹⁷, aunque con la posición de observador. De igual manera, sería conveniente que el Reino Unido se comprometiera con el órgano DSO⁹⁸ cuando este se establezca⁹⁹.

En el área nuclear también se plantean retos que necesitarían acuerdos con la UE. La actual relación de colaboración cercana sobre la energía nuclear civil tiene ya más de 40 años. Aprovechando la situación, se considera que no resultaría apropiado un acuerdo de cooperación nuclear (Nuclear Cooperation Agreement, NCA), como el que ya se ha firmado con anterioridad (con EE. UU y Canadá). De hecho, la nueva relación y el nuevo acuerdo deberían ser más ambiciosos, amplios y profundos, e incluir, además, áreas como la política nuclear, la seguridad y la eliminación de barreras.

De igual manera, con el fin de evitar una situación de gran tensión, sería necesario llegar a un acuerdo sobre normas de funcionamiento del mercado interno de la energía en el ámbito de las interconexiones y del comercio de electricidad durante el periodo de transición y mantener los términos actuales que permiten la participación del Reino Unido en el RCDE-UE.

En el ámbito de la energía en general, el Reino Unido y la UE deberían evitar los aranceles de la OMC que podrían perjudicar a la cadena de suministro de la industria energética, así como a las mercancías de bajas emisiones como los vehículos eléctricos. Además, resultará de importancia que el sector pueda reclutar a personal cualificado a nivel global y atraerlo al Reino Unido con el fin de poder seguir compitiendo con compañías de otros países que reclutan a este mismo perfil de empleado (Energy UK, 2018).

A pesar de lo hasta aquí señalado, desde posiciones menos optimistas a un acuerdo, se planteaba ya en 2017, que incluso con un acuerdo, las repercusiones del Brexit sobre la energía tardarían algunos años en ponerse de manifiesto. Además, consideraban que no ocuparían un lugar prioritario en la agenda política. Ello, podría hacer que se redujeran las inversiones en el sector energético ante la nueva incertidumbre, con lo que ello podría suponer para la seguridad del suministro y la lucha contra el cambio climático (Keay & Robinson, 2017b).

En el documento oficial sobre el Brexit solo había una referencia a la cuestión energética, señalando la importancia del comercio de energía, pero no dejando nada claro al señalar que “todas las opciones están sobre la mesa”.

En caso de que no haya un acuerdo entre la UE y el Reino Unido, se plantea que en ese momento se revertirá el Reino Unido al régimen de la OMC, siendo la energía un caso aparte, dado que la normativa de la OMC no recoge casi referencias sobre esta materia.

Para ello, entonces habría que ir a la Carta de la Energía, un Tratado indicativo que contiene principalmente declaraciones de intenciones y propósitos más que obligaciones vinculantes. A pesar de todo, los autores consideraban que no preveían que se tomaran medidas para establecer aranceles sobre la energía dado que no quedaba claro que esto beneficiara a nadie. En paralelo se planteaban cuestiones de índole más general sobre la evolución de la política energética y medioambiental, fundamentalmente en el ámbito de la lucha contra el cambio climático y el avance hacia una economía baja en carbono (Keay & Robinson, 2017b).

⁹⁷ Agency for the Cooperation of Energy Regulators, European Network of Transmission System Operators for Electricity, European Network of Transmission System Operators for Gas y European Nuclear Safety Regulators Group respectivamente.

⁹⁸ Distribution System Operator.

⁹⁹ En principio, su puesta en funcionamiento está prevista para el segundo trimestre de 2021 (Gimeno, 2019).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adamcikova, R. (2020). UK North Sea decommissioning: The £17 billion challenge. Retrieved from <https://www.woodmac.com/news/opinion/uk-north-sea-decommissioning-the-17-billion-challenge/>
- Aldred, J., & Stoddard, K. (2008, 27/05/2008). Timeline: Nuclear power in the United Kingdom. *The Guardian*. Retrieved from <https://www.theguardian.com/environment/2008/jan/10/nuclearpower.energy>
- Álvarez Pelegry, E. (1997). La industria eléctrica en Inglaterra y Gales. In Civitas y Unión Fenosa (Ed.), *Economía industrial del sector eléctrico: estructura y regulación* (pp. 242). Madrid. Retrieved from <https://www.casadellibro.com/libro-economia-industrial-del-sector-electrico-estructura-y-regulacion/2910005885541/585031>
- Álvarez Pelegry, E., Figuerola Santos, S., López, D., Martín Uliarte, I., & Sarrado, L. (2013). *El desarrollo de los hubs gasistas europeos. Factores clave de éxito e implicaciones para el sistema gasista español*. Bilbao: Retrieved from https://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/libros/libros-capitulos-libro/informe_hub_gasista.pdf
- Ambrose, J. (2019, 14/10/2019). Renewable electricity overtakes fossil fuels in UK for first time. *The Guardian*. Retrieved from <https://www.theguardian.com/business/2019/oct/14/renewable-electricity-overtakes-fossil-fuels-in-uk-for-first-time>
- API. (2020). Carbon intensity API. Retrieved from <https://carbonintensity.org.uk/>
- Asín, J., Arzuaga, T., García, D., & Monasterio, E. (2016). *Gestores de carga y fabricantes de equipos para la recarga rápida*.
- BBL. (2019). About BBL. Retrieved from <https://www.bblcompany.com/about-bbl>
- BEIS. (2019a). *Coal: Commodity balances*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/collections/coal-statistics>
- BEIS. (2019b). *Crude oil and petroleum products. Production, imports and exports*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/petroleum-chapter-3-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- BEIS. (2019c). *Crude oil: Imports by country of origin. 1938-2018*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/petroleum-chapter-3-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- BEIS. (2019d). *Exports of crude oil & petroleum products by country of destination - experimental statistics*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/petroleum-chapter-3-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- BEIS. (2019e). *Oil statistics*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/collections/oil-statistics>
- Cairney, P., Munro, F., McHarg, A., McEwen, N., Turner, K., & Katris, A. (2019). In UKERC (UK Energy Research Centre) (Ed.), *The impact of Brexit on the UK and the devolved energy system*. London. Retrieved from <http://www.ukerc.ac.uk/publications/brexit-impact-energy-system.html>
- CGN, E. E. (2020). Frequently asked questions. Retrieved from <https://bradwellb.co.uk/faqs/>
- Chestney, N. (2019). UK shale gas explorers' shares fall on fracking moratorium. Retrieved from <https://www.reuters.com/article/us-britain-fracking/uk-shale-gas-explorers-shares-fall-on-fracking-moratorium-idUSKBN1XE0R2>

- Civil Service. (2019). *Introduction to devolution*. Retrieved from <https://researchbriefings.parliament.uk/ResearchBriefing/Summary/CBP-8599>
- Cockburn, H. (2020). Climate crisis: UK hits coal-free record for power generation amid coronavirus lockdown. Retrieved from <https://www.independent.co.uk/environment/coal-free-power-generation-grid-climate-crisis-fossil-fuels-coronavirus-lockdown-a9487571.html>
- Committee on Climate Change. (2017). *Energy prices and bills. Impacts of meeting carbon budgets*. London. Retrieved from <https://www.theccc.org.uk/publication/energy-prices-and-bills-report-2017/>
- Committee on Climate Change. (2019a). Carbon budgets: How we monitor emissions targets. Retrieved from <https://www.theccc.org.uk/tackling-climate-change/reducing-carbon-emissions/carbon-budgets-and-targets/>
- Committee on Climate Change. (2019b). *Net zero – the UK's contribution to stopping global warming*. UK. Retrieved from <https://www.theccc.org.uk/publication/net-zero-the-uks-contribution-to-stopping-global-warming/>
- Country sustainability ranking. (2017). Retrieved from <https://www.robeco.com/sg/key-strengths/sustainable-investing/country-ranking/>
- Coyne, B. (2019). UK's smart grid design. Your views required. Retrieved from <https://theenergyst.com/uks-smart-grid-design-views-required/>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2018). *Press notice. UK energystatistics, Q3 2018*. UK. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/766776/Press_Note_December_2018.pdf
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2019a). Energy consumption in the UK (ECUK); final energy consumption tables. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-consumption-in-the-uk>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2019b). *Projected emissions of non-CO₂ greenhouse gases*. London. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/794733/projected-emissions-of-non-co2-greenhouse-gases-annex-n.pdf
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2020a). Introduction. Retrieved from <https://chptools.decc.gov.uk/chp/public>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2020b). UK CHP development map. Retrieved from <https://chptools.decc.gov.uk/developmentmap>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2020c). *2019 UK greenhouse gas emissions, provisional figures*. London. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/875485/2019_UK_greenhouse_gas_emissions_provisional_figures_statistical_release.pdf
- Department for Environment, Food and Rural Affairs. (2019a). *Air quality: National air pollution control programme*. London. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/791025/air-quality-napcp-march2019.pdf
- Department for Environment, Food and Rural Affairs. (2019b). *Emissions of air pollutants in the UK, 1970 to 2017*. London. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/emissions-of-air-pollutants>

- Department for Environment, Food and Rural Affairs. (2019c). *Clean air strategy*. London. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/770715/clean-air-strategy-2019.pdf
- Department for Environment, Food and Rural Affairs. (2020). National statistics, trends in UK sulphur dioxide, nitrogen oxides, non-methane volatile organic compounds, ammonia and particulate matter (PM10, PM2.5) emissions. Retrieved from [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/778486/trends in air emissions 2017.csv/preview](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/778486/trends_in_air_emissions_2017.csv/preview)
- Department of Energy and Climate Change. (2009). *60th anniversary. Digest of United Kingdom energy statistics*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/digest-of-uk-energy-statistics-dukes-60th-anniversary>
- Department of the Economy, Northern Ireland Statistics & Research Agency. (2018). Energy in Northern Ireland 2018. Retrieved from <https://www.economy-ni.gov.uk/publications/energy-northern-ireland-2018>
- Derrick, J., & Bremen, J. (2019). Energy 2019. United Kingdom. Retrieved from <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/energy-laws-and-regulations/united-kingdom>
- Díaz Mendoza, A. C., Larrea Basterra, M., Álvarez Pelegry, E., & Mosácula Atienza, C. (2015). *De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español*. Bilbao. Retrieved from <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/De-la-liberalizacion-a-la-reforma.pdf>
- EDF Energy. (2019). Sizewell C. Retrieved from <https://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/sizewell-c>
- EDF Energy. (2020). Generating energy. Retrieved from <https://www.edfenergy.com/energy>
- EIA. (2018). *Country analysis brief: United Kingdom*. Washington, DC. Retrieved from <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=GBR>
- ENA. (2018). Distributed generation connected guide. Retrieved from <http://www.energynetworks.org/assets/files/electricity/engineering/distributed%20generation/DG%20Connection%20Guides/August%202018/G99%20Types%20B-D%20Full%20guide%20August%202018%20complete.pdf>
- ENA. (2020). Network decarbonisation projects. Retrieved from <https://www.energynetworks.org/gas/futures/gas-goes-green/network-decarbonisation-projects.html>
- Encyclopaedia Britannica. (2020a). BP PLC. Retrieved from <https://www.britannica.com/topic/BP-PLC>
- Encyclopaedia Britannica. (2020b). Royal Dutch Shell PLC. Retrieved from <https://www.britannica.com/topic/Royal-Dutch-Shell-PLC>
- Enerdata. (2019). Consumption. United Kingdom. Breakdown by energy (2018). Retrieved from <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>
- Enerdata. (2020). United Kingdom profile. Retrieved from <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-trends-policies-profiles/united-kingdom.html>
- Energy UK. (2018). *Brexit & the future EU-UK energy relationship*. UK. Retrieved from <https://www.energy-uk.org.uk/media-and-campaigns/press-releases/412-2018/6548-energy-uk-publishes-brexit-and-future-eu-uk-energy-relationship.html>

- Energy UK. (2019). About our members. Retrieved from <https://www.energy-uk.org.uk/about-us/about-us/about-our-members/alphaindex/o.html>
- Energy UK. (2020). Energy efficiency. Retrieved from <https://www.energy-uk.org.uk/our-work/retail/energy-efficiency.html>
- Energymarketprice. (2019). Scotland passes legislation for net zero goal by 2045. Retrieved from <https://www.energymarketprice.com/energy-news/scotland-passes-legislation-for-net-zero-goal-by-2045>
- Engie. (2016). *Understanding the capacity market*. Retrieved from <http://www.engie.co.uk/wp-content/uploads/2016/07/capacitymarketguide.pdf>
- EU energy poverty observatory. (2019). People at risk of poverty or social exclusion (% of population). Retrieved from <https://www.energypoverty.eu/indicator?primaryId=1464&type=line&from=2004&to=2018&countries=AT,RS,SK,UK&disaggregation=none>
- European Commission. (2019). *Press release. state aid: Commission approves the British capacity market scheme*. Brussels. Retrieved from https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_19_6152
- European Union (withdrawal) act 2018, (2018). Retrieved from <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2018/16/contents>
- EVE. (2016). *12º Congreso anual COGEN*.
- Expansión, D. C. (2019). *Reino Unido: Economía y demografía*. Retrieved from <https://datosmacro.expansion.com/paises/uk>
- Fernández Gómez, J., & Menéndez Sánchez, J. (2019). In Orkestra (Ed.), *Las redes inteligentes y el papel del distribuidor de energía eléctrica*. Bilbao. Retrieved from <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/redes-inteligentes-energia-electrica.pdf>
- Financiación Empresarial. (2018). *Qué es y perspectivas de la Financiación Verde y Sostenible*. Retrieved from <https://www.guiafinem.com/perspectivas-la-financiacion-verde-sostenible/>
- Gil Lobo, A. (2017). ¿Cuál es la diferencia entre Gran Bretaña, Reino Unido e Islas Británicas?. Retrieved from <https://elordenmundial.com/mapas/diferencia-entre-gran-bretana-reino-unido-e-islas-britanicas/>
- Gimeno, C. (2019). In GEODE (Ed.), *The EUDSO entity - what is it?* Retrieved from <https://www.geode-eu.org>
- GOV.UK. (2013). *Energy act 2013*. London. Retrieved from http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/pdfs/ukpga_20130032_en.pdf
- GOV.UK. (2019a). *Imports, exports and transfers of electricity*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends>
- GOV.UK. (2019b). *Electricity generated and supplied*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- GOV.UK. (2019c). *Capacity of, and electricity generated from, renewable sources*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/renewable-sources-of-energy-chapter-6-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- GOV.UK. (2019d). *Combined heat and power incentives*. Retrieved from <https://www.gov.uk/guidance/combined-heat-and-power-incentives>

- GOV.UK. (2019e). Devolution of powers to Scotland, Wales and Northern Ireland. Retrieved from <https://www.gov.uk/guidance/devolution-of-powers-to-scotland-wales-and-northern-ireland>
- GOV.UK. (2019f). Digest of UK energy statistics (DUKES). Natural gas. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/natural-gas-chapter-4-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- GOV.UK. (2019g). *DUKES 2019, chapter 3: Petroleum*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/petroleum-chapter-3-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- GOV.UK. (2019h). *ECUK: End uses data tables*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-consumption-in-the-uk>
- GOV.UK. (2019i). *Energy intensity data tables*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-consumption-in-the-uk>
- GOV.UK. (2019j). *Historical coal data: coal production, availability and consumption*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/historical-coal-data-coal-production-availability-and-consumption>
- GOV.UK. (2019k). *Historical gas data: Gas production and consumption and fuel input (1920 to 2018)*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/historical-gas-data-gas-production-and-consumption-and-fuel-input>
- GOV.UK. (2019l). *Map of major power producers (MPPs) in the United Kingdom (operational as at May 2019)*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- GOV.UK. (2019m). *National statistics. Energy consumption in the UK. Final energy consumption; all sectors and fuels, time series*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-consumption-in-the-uk>
- GOV.UK. (2019n). *Primary energy consumption data tables*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-consumption-in-the-uk>
- GOV.UK. (2019o). Primary energy required per 1 toe of final energy consumption 1970 to 2018. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-consumption-in-the-uk>
- GOV.UK. (2019p). *Provisional UK greenhouse gas emissions national statistics 2018*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/provisional-uk-greenhouse-gas-emissions-national-statistics-2018>
- GOV.UK. (2019q). *Renewable sources used to generate electricity and heat and for transport fuels*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/renewable-sources-of-energy-chapter-6-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- GOV.UK. (2019r). *The UK's draft integrated national energy and climate plan (NECP)*. London. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/publications/uk-national-energy-and-climate-plan-necp>
- GOV.UK. (2019s). *The grand challenges missions*. UK. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/publications/industrial-strategy-the-grand-challenges/industrial-strategy-the-grand-challenges>
- GOV.UK. (2019t). *Conversion factors 2019: Condensed set (for most users)*. London: Retrieved from <https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2019>

- Grubb, M., & Newbery, D. (2018). *UK electricity market reform and the energy transition: Emerging lessons*. University of Cambridge. Energy Policy Research Group. Retrieved from <https://ideas.repec.org/p/cam/camdae/1834.html>
- Halliwell, J. (2017). *Mapping the UK's oil stocks*. UK. Retrieved from <https://assets.publishing.service.gov.uk>
- Hayward, W. (2019). The incredible scale of the nuclear power station being built by 1000 Welsh men and women twenty miles from Cardiff. Retrieved from <https://www.walesonline.co.uk/news/wales-news/hinkley-point-nuclear-power-station-16575714>
- Hinson, S., & Priestley, S. (2019). *Brexit: Energy and climate change*. Retrieved from <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-8394/CBP-8394.pdf>
- Hirst, D. (2018). In House of Commons Library (Ed.), *Carbon price floor (CPF) and the price support mechanism*. UK. Retrieved from <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf>
- HM Government. (2017a). *The clean growth strategy. Leading the way to a low carbon future*. London. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/publications/clean-growth-strategy>
- HM Government. (2017b). *Industrial Strategy. Building a Britain fit for the future*. UK: Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/730043/industrial-strategy-white-paper-print-ready-a4-version.pdf
- HM Government. (2019). *Leading on clean growth. The Government response to the Committee on Climate Change's 2019 progress report to Parliament- reducing UK emissions*. London. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/publications/committee-on-climate-changes-2019-progress-reports-government-responses>
- HM Government, & Ofgem. (2018). *Upgrading our energy system. Smart meters and flexibility plan: Progress update*. UK: Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/upgrading-our-energy-system-smart-systems-and-flexibility-plan-progress-update>
- HM Revenue & Customs. (2001). *Climate change levy: Supplies subject to carbon price support rates etc. Schedule 1 amends schedule 6 to FA 2000 (climate change levy)*. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/179259/carbon_price_floor.pdf.pdf
- IEA. (2019a). Data & statistics. Retrieved from <https://www.iea.org/statistics/>
- IEA. (2019b). *Energy policies of IEA countries. United Kingdom 2019 review*. Retrieved from <https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-united-kingdom-2019-review>
- IEA. (2019c). *Energy prices and taxes. First quarter 2019*. Retrieved from <http://www.oecd.org/energy/energy-prices-and-taxes-16096835.htm>
- Interconnector. (2019). Home. Retrieved from <https://www.interconnector.com/>
- Keay, M., & Robinson, D. (2017a). *Managing electricity decarbonisation: learning from experience – the cases of the UK and Spain*. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/08/Managing-Electricity-Decarbonisation-learning-from-experience-the-cases-of-the-UK-and-Spain-EL-23.pdf>
- Keay, M., & Robinson, D. (2017b). Brexit: consecuencias para la energía. *Cuadernos de Energía*, 51, 5. Retrieved from www.enerclub.es
- Larrea Basterra, M. (2017). La pobreza energética en la Unión Europea y el Reino Unido. *Revista de las Facultades de Derecho y Ciencias Económicas y Empresariales*, 102 doi:

- <https://doi.org/10.14422/icae.i102.y2017.001>. Retrieved from <https://revistas.comillas.edu/index.php/revistaicae/article/view/8709>
- Larrea Basterra, M. (2018). El mercado europeo de derechos de emisión. In K. Sodupe, & G. Molina Igartua (Eds.), *Gobernanza para un sistema energético sostenible* (Economía y Empresa 17 ed., pp. 327)
- Larrea Basterra, M., & Álvaro Hermana, R. (2020). *Economía circular y cambio climático*. Unpublished manuscript.
- Larrea Basterra, M., Fernández Gómez, J., & Álvaro Hermana, R. (2019). *La fiscalidad energética en Francia. El impuesto sobre el carbono*. Bilbao. Orkestra. Retrieved from <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/fiscalidad-energetica-francia.pdf>
- Lescoeur, B. (2017). *La politique énergétique du Royaume-Uni, un point de vue*. Paris. IFRI. Retrieved from <https://www.ifri.org/fr/publications/etudes-de-lifri/politique-energetique-royaume-uni-un-point-de-vue>
- López Milla, J. (2000). La reforma del mercado eléctrico en el Reino Unido. Lecciones para el caso español. [Economía Industrial] 334. Retrieved from www.mincotur.gob.es
- Loughran, J. (2019). Nuclear power plants needed for the UK to meet carbon obligations. Retrieved from <https://eandt.theiet.org/content/articles/2019/12/nuclear-power-plants-needed-for-the-uk-to-meet-carbon-obligations-says-sector/>
- Marzo Carpio, M. (2015). In Funseam (Ed.), *El desplome 2014-2015 de los precios del crudo: Causas y previsiones a corto plazo*. Barcelona. Retrieved from <http://www.funseam.com/es/>
- Messenger, S. (2019). Wales' 100% renewable energy challenge. Retrieved from <https://www.bbc.com/news/uk-wales-47543322>
- Morley, K. R. (2019). Historical UK inflation rates and calculator. Retrieved from <http://inflation.iamkate.com/>
- Natural Resources Wales. (2017). *Energy guidance note*. Cardiff, Wales. Retrieved from <https://naturalresources.wales/about-us/what-we-do/energy/energy-in-wales/?lang=en>
- Natural Resources Wales. (2019). Energy in Wales. Retrieved from <https://naturalresources.wales/about-us/what-we-do/energy/energy-in-wales/?lang=en>
- Northern Ireland Assembly. (n.d.). The Belfast Agreement/Good Friday agreement 1998. Retrieved from <http://education.niassembly.gov.uk/post-16/snapshots-of-devolution/gfa>
- OECD. (2019). Where does the United Kingdom import natural gas, liquefied from? (2017). Retrieved from <https://oec.world/en/visualize/tree-map/hs92/import/gbr/show/271111/2017/>
- OECD/IEA. (2019). *Taxing energy use 2019: Country note - United Kingdom*. Retrieved from <https://www.oecd.org>
- Office for National Statistics. (2020). Gross domestic product: Chained volume measures: Seasonally adjusted. Retrieved from <https://www.ons.gov.uk/economy/grossdomesticproductgdp/timeseries/abmi/qna>
- Ofgem. (2019a). Average tariff prices by supplier: Standard variable and fixed default vs. cheapest available tariffs (GB). Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/average-tariff-prices-supplier-standard-variable-and-fixed-default-vs-cheapest-available-tariffs-gb>
- Ofgem. (2019b). Electricity prices: Day-ahead baseload contracts – monthly average (GB). Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-prices-day-ahead-baseload-contracts-monthly-average-gb>

- Ofgem. (2019c). Large energy suppliers (big six). Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/key-term-explained/large-energy-suppliers-big-six>
- Ofgem. (2019d). Retail price comparison by company and tariff type: Domestic (GB). Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/retail-market/retail-market-monitoring/understanding-trends-energy-prices>
- Ofgem. (2019e). Wholesale electricity generation market shares by company in 2018 (GB). Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/wholesale-electricity-generation-market-shares-company-2018-gb>
- Ofgem. (2020). Electricity interconnectors. Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/electricity-interconnectors>
- OGA. (2019). UKCS production. Retrieved from <https://data-ogauthority.opendata.arcgis.com/pages/production>
- Orme, B. (2016). Understanding the UK's capacity market. Retrieved from <https://energypost.eu/understanding-uks-capacity-market/>
- Pollitt, M. G. (2017). *The economic consequences of Brexit: Energy*. Reino Unido. Retrieved from https://academic.oup.com/oxrep/article/33/suppl_1/S134/3066080
- Pope, T., & Waters, T. (2016). *A survey of the UK tax system* Institute for Fiscal Studies. Retrieved from <https://www.ifs.org.uk/bns/bn09.pdf>
- Power Technology. (2019). Ballylumford CCGT plant. Retrieved from <https://www.power-technology.com/projects/ballylumford/>
- Priestley, S. (2019). *UK carbon budgets*. London. Retrieved from <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-7555/CBP-7555.pdf>
- Pylon. (2018). *Pylon Network: Lecciones aprendidas del mercado energético durante la gira por el Reino Unido*. Retrieved from <https://pylon-network.org/es/pylon-network-lecciones-aprendidas-del-mercado-energetico-durante-la-gira-por-el-reino-unido.html>
- RAC Foundation. (2019). Daily pump prices. Retrieved from <https://www.racfoundation.org/data/UK-daily-fuel-table-with-breakdown>
- Raval, A. (2016). *2016, el año en el que la OPEP actuó*. Retrieved from <https://www.expansion.com/empresas/energia/2016/12/27/5862bfab268e3eac4d8b463e.html>
- Ritchie, H. (2019). The death of UK coal in five charts. Retrieved from <https://ourworldindata.org/death-uk-coal>
- Roca, J. A. (2019). *El 'boom' estadounidense del 'fracking' no se replicará en Gran Bretaña como se esperaba*. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/el-boom-estadounidense-del-fracking-no-se-replicara-en-gran-bretana-como-se-esperaba/>
- Rogers, D., Nelson, R., & Howell, N. (2018). *LNG in Europe 2018: An overview of import terminals in Europe*. Singapore. Retrieved from <https://www.kslaw.com/blog-posts/lng-in-europe-2018-an-overview-of-lng-import-terminals-in-europe-2>
- Sáenz de Ormijana, T. (2016). El reto de la sostenibilidad para el desarrollo. Claves de la transformación energética vasca. EVE.
- Schneider Electric. (2009). *2008 annual report. Make the most of your energy*. Francia.

- Scottish Government. (2019). *Second annual report monitoring progress towards Scotland's 2018 climate change plan*. Retrieved from <https://www.gov.scot/publications/climate-change-plan-monitoring-report-2019/pages/2/>
- Staffell, I., Jansen, M., Chase, A., Lewis, C., & Cotton, E. (2018). In Drax Group: Selby (Ed.), *Energising Britain. Progress, impacts and outlook for transforming Britain's energy system*. Retrieved from <https://www.drax.com/energy-policy/energising-britain-progress-impacts-outlook-transforming-uk-energy-system/#chapter-1>
- Statista. (2019). Number of oil refineries in the United Kingdom (UK) in selected years from 1975 to 2018. Retrieved from <https://www.statista.com/statistics/925228/number-of-oil-refineries-united-kingdom-uk/>
- Thatcher, M. (1989). *Speech to United Nations general assembly (global environment)*. Nueva York. Retrieved from <https://www.margaretthatcher.org/document/107817>
- The Institute for Government. (2019). Common frameworks, devolution and Brexit. Retrieved from <https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainers/common-frameworks-devolution-and-brexit>
- Timperley, J. (2018). Six charts show mixed progress for UK renewables. Retrieved from <https://www.carbonbrief.org/six-charts-show-mixed-progress-for-uk-renewables>
- Tsafos, N. (2019). Who killed coal in the United Kingdom? Retrieved from <https://www.csis.org/blogs/energy-headlines-versus-trendlines/who-killed-coal-united-kingdom>
- UK. (2008). *Climate change act 2008*. Retrieved from <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/section/1>
- UK. (2017). *National energy efficiency action plan and annual report*. London. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/uk_neeap_2017.pdf
- Vaughan, A. (2019). What role does nuclear power play in UK and what are alternatives? Retrieved from <https://www.theguardian.com/business/2019/jan/17/what-role-does-nuclear-power-play-in-uk-and-what-are-alternatives>
- Vivideconomics. (2019). *The future of carbon pricing in the UK*. Retrieved from <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2019/08/Vivid-Economics-The-Future-of-Carbon-Pricing-in-the-UK.pdf>
- Watt-Logic. (2020). Capacity market re-start finally delivers higher prices. Retrieved from <http://watt-logic.com/2020/04/09/capacity-market-restart/>
- Wood, R. (2018). Speech: Green Great Britain: Climate policy and energy transition. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/speeches/green-great-britain-climate-policy-and-energy-transition>
- World Kinect. (2019). Electricity and natural gas procurement. Retrieved from <https://world-kinect.com/European-Solutions-Homepage>

ANEXO 1. Empresas del sector energético británico

La siguiente tabla recoge una enumeración de empresas que operan en el sector energético británico y que incluye desde generadores de electricidad como compañías de *software*, consultoría, etc.

Tabla 32. Principales empresas del sector energético británico

	Nombre	Logo	Sede central en RU	Actividades principales
1	AES UK		No	Proveedor de energía eléctrica a través de tecnologías como combustibles, carbón, diésel, gas y renovables. Distribuidor de instalaciones renovables eléctricas y térmicas
2	BES Utilities		Sí	Suministra electricidad y gas a empresas
3	Bristol Energy		Sí	Compañía nacional de gas y electricidad
4	British Gas		Sí	Proveedor de energía y servicios para el hogar
5	British Hydropower Association		Sí	Organización comercial no gubernamental que representa los intereses de la comunidad hidroeléctrica del Reino Unido
6	Brockwell Energy		Sí	Desarrollo proyectos energéticos
7	Buglass Energy Advisory		Sí	Apoya a los inversores en negocios de energía, establecidos y emergentes, con asesoramiento estratégico, comercial y financiero
8	CACI		Sí	Empresa multinacional de servicios profesionales y tecnología de la información
9	Calon Energy		Sí	Genera electricidad con gas
10	Carron Energy		Sí	Con experiencia en distintos ámbitos del sector energético, posee centrales de carbón y gas donde genera electricidad para empresas. Está desarrollando y construyendo centrales eléctricas de gas
11	Centrica Energy		Sí	Compañía multinacional de servicios, suministra energía a clientes residenciales y compañías
12	CGI		No	Consultoría de tecnología de la información global, integración de sistemas, subcontratación y soluciones
13	Chubu Electric Power Co		No	Proveedor de servicios eléctricos
14	CLP Power		No	Se dedica a la generación, transmisión, distribución eléctrica y atención al cliente
15	Deloitte		Sí	Auditoría, consultoría, servicios de abogacía y gestión de riesgos
16	Delta EE		Sí	Compañía de investigación y consultoría
17	DNV GL		No	Proveedor de servicios de gestión de riesgos y garantía de calidad para la industria del petróleo y gas, energías renovables e industrias marítimas

	Nombre	Logo	Sede central en RU	Actividades principales
18	Doosan Power Systems		Sí	Compañía <i>holding</i> en la industria de generación de electricidad que brinda servicios de comunicación, legales, financieros y otros administrativos
19	Drax Group		Sí	Generación de energía eléctrica, especialmente con biomasa. En 2018 anunció su primer proyecto piloto en almacenamiento de captura de carbono en bioenergía. En diciembre del mismo año adquirió la cartera de almacenamiento por bombeo de Scottish Power y la generación hidroeléctrica y de gas de Iberdrola.
20	E		Sí	Suministro de energía en el hogar, combustibles, aceites y lubricantes
21	E.ON UK		No (Sí)	Gas natural y producción y distribución de energía eléctrica
22	Eaga Charitable Trust		Sí	Desarrolla proyectos de investigación que se centran en abordar las causas y los efectos de la pobreza energética
23	Ecotricity		Sí	Compañía especializada en vender energía verde a los consumidores
24	EDF Energy		Sí	Genera electricidad mediante centrales nucleares, parques eólicos, centrales de carbón y gas
25	EDF Trading		Sí	Se dedica al gas natural
26	Electricity Supply Board		Sí (Irlanda)	Infraestructura de red de electricidad
27	Electroroute		Sí (Irlanda)	Comercio internacional de energía
28	Elexon		Sí	Comparador de contratos de compra y venta de electricidad en el mercado mayorista
29	Energy Helpline		Sí	Asesoramiento sobre mejores ofertas de gas y electricidad
30	Energy Switch		-	Gestiona cambios de proveedor energético de manera rápida y segura
31	Energylinx		Sí	Comparador de precios a nivel doméstico
32	EnerNOC		No	Servicio de <i>software</i> para las <i>utilities</i>
33	Engie		No	Generación y distribución de electricidad, gas natural y renovables
34	EP Invest		Sí	Gestiona una planta de combustión de carbón
35	EPEX SPOT		No	Gestor de redes de transporte
36	ESCP Europe		No	Creador de lazos entre universidades, industria y Gobierno
37	ESP Utilities Group		Sí	Transporte de gas natural, posee y opera redes
38	EY		Global	Servicios de asesoría en seguros, impuestos y transacciones en el sector energético

	Nombre	Logo	Sede central en RU	Actividades principales
39	Fichtner Consulting Engineers		No	Asesoría técnica y gestión de proyectos
40	Forsa Energy			Desarrolla, construye y opera bienes energéticos en Europa
41	FTI Consulting		No	Ayuda a organizaciones a manejar el cambio, reducir el riesgo y resolver conflictos: financieros, legales, operaciones, políticos,...
42	Gentrack		No	Especialistas en <i>software</i> para <i>utilities</i> y compañías de agua
43	Good energy		Sí	Genera y compra electricidad renovable y suministra electricidad y gas a hogares y empresas
44	GOTO.Energy		Sí	Proveedor de combustibles y renovables
45	Green Frog Power		Sí	Construye centrales eléctricas, responde en segundos a la demanda del país
46	Green Network Energy		No	Servicio de atención al cliente para la gestión de sus necesidades energéticas
47	Green Star Energy		Sí	Suministrador de energía con fuel y renovables
48	Haven Power		Sí	Especialistas en contratos energéticos
49	Herbert Smith Freehills		No	Productores de electricidad mediante tecnologías de almacenamiento de energía criogénica
50	Hudson Energy		No	Proveedor de electricidad, gas y energías renovables a empresas de todos los tamaños, trabajan B2B
51	Huntswood		Sí	Especialistas en organización de recursos y consultoría, enfocados en la gobernanza, riesgo y la conformidad normativa y financiera
52	InterGen		Sí	Desarrollador, propietario y operador de bienes energéticos a bajo costo
53	JEPIC		No	Asociación japonesa que suministra información sobre la industria eléctrica en países de ultramar
54	Jersey Electricity Company		Sí	Único proveedor de electricidad en Jersey de uso doméstico y comercial. En su cadena de valor incluye el suministro, importación, generación, transporte y distribución de electricidad
55	Lane Clark & Peacock LLP		Sí	Compañía que se dedica a la modelización de los mercados de GB e Irlanda. Ofrece apoyo en las operaciones, análisis del impacto en las pólizas de seguros y decisiones de inversión
56	Life Members		Sí	Asociación de empresas eléctricas de Gran Bretaña
57	Low Carbon		Sí	Inversor en energía renovable e infraestructuras
58	Lynemouth Power Ltd		Sí	Compañía que posee una planta biomasa que proporciona electricidad a la red nacional del Reino Unido
59	Manx Utilities		Sí (Isla de Man)	Proporciona electricidad, gas natural y agua potable de manera segura, fiable, eficiente y económica

	Nombre	Logo	Sede central en RU	Actividades principales
60	Marble Power		Sí	Suministra más de 1TWh de energía a la industria del RU
61	Marchwood Power		Sí	Genera aproximadamente 895 MW de electricidad mediante una central de ciclo combinado de gas natural
62	Marubeni Europower Ltd		Sí	Ofrece inversiones estratégicas y/o nuevas soluciones apoyando la transición energética en el RU
63	Mott Macdonald		Sí	Consultoría
64	National Grid		Sí	Operador de los sistemas de transporte de gas y electricidad en todo el país. Posee los sistemas de transmisión de alto voltaje en Inglaterra y Gales y el de transmisión de gas en el Reino Unido
65	Natural Power		Sí	Asesoría de energías limpias a lo largo de todo el proceso: infraestructuras, inversiones, ...
66	Nord Pool		No	Intercambio de energía eléctrica que gestiona el mercado más grande del continente medido en volumen negociado y en cuota de mercado
67	NorthConnect		No	Proyecto de desarrollo de un cable de intercambio de electricidad entre Escocia y Noruega
68	NuScale Power		No	Desarrollador de reactores nucleares modulares y pequeños
69	Nuvve		No	Compañía que tiene como misión reducir los costes a los propietarios de vehículos eléctricos, apoyando la integración de recursos energéticos renovables
70	Octopus Investments		Sí	Compañía de inversión en proyectos de energía u otros servicios básicos
71	Open Utility		Sí	Compañía de <i>software</i> , que trabaja con el servicio de la electricidad
72	Opus Energy		Sí	Proveedor energético
73	Orsted Energy		No (Dinamarca)	Desarrolla, construye y opera plantas eólicas <i>offshore</i> , bioenergéticas y soluciones de energía a partir de residuos
74	Osaka Gas		No	Inversor estratégico en los sectores del gas y del petróleo
75	Ovo Energy		Sí	Proveedor de energía
76	Passiv Systems		Sí	Servicios energéticos para usuarios domésticos
77	Peak Gen Power		Sí	Desarrolla y posee 200 MW de generación distribuida y almacenamiento en baterías
78	Pod Point		Sí	Diseñador, fabricante, instalador y operador de equipos de carga inteligentes de vehículos

	Nombre	Logo	Sede central en RU	Actividades principales
79	Poyry		No	Consultoría y servicios de asesoramiento sobre toda la cadena de valor energética
80	Publicis.Sapient		No	Plataforma de transformación digital
81	PwC		No	Consultoría
82	Renewable Energy Systems (RES)		Sí	Compañía global de energía renovable
83	Robin Hood Energy		Sí	Entidad local proveedora de energía sin ánimo de lucro
84	RSK		Sí	Consultoría de ingeniería y medio ambiente que ofrece servicios de apoyo técnico en proyectos energéticos
85	RWE		No	Compañía de gas y electricidad
86	Scottishpower		Sí (filial de Iberdrola)	Suministra y distribuye electricidad 100 % renovable. Enfocada en energía eólica y <i>Smart grids</i>
87	Sembcorp		No	Servicios públicos centralizados en energía y agua a clientes industriales y otros
88	SENER Engineering		No	Ingeniería de proyectos tecnológicos relacionados con la energía, petróleo y gas
89	SGN		Sí	Distribuidor de gas
90	Shell		Sí (anglo-neerlandesa)	Desde la producción, hasta el transporte, almacenamiento, comercialización, venta y atención al cliente del sector petrolífero y del gas natural
91	SIA partners		No	Consultoría energética (entre otras) basada en la revolución digital
92	Siemens		No	Empresa de fabricación industrial en sectores como la industria y la energía
93	Smartest Energy		Sí	Compañía que ayuda a desarrollar sistemas inteligentes mediante sistemas de distribución de generación renovable
94	Social Energy		Sí	Compañía que ofrece <i>software</i> que permite que el cliente gestione su propia planta de energía
95	SSE		Sí	Productor, distribuidor y proveedor de electricidad y gas
96	Stag Energy		Sí	Ofrece experiencia y servicios de asesoramiento para innovar en proyectos energéticos, trabajando en electricidad y gas
97	Statera Energy		Sí	Desarrollador, propietario y operador de infraestructuras tanto de almacenamiento de energía como de motores alternativos de gas
98	Statoil		No	Compañía petrolera (ahora Equinor)
99	The Co-operative		Sí	Único proveedor cooperativo de gas y electricidad
100	TIGRE		Sí	Proveedor de servicios para el desarrollo de gasoductos
101	Tokyo Electric Co		No	Producción, transmisión y distribución de electricidad

	Nombre	Logo	Sede central en RU	Actividades principales
102	Triton Power		No	Proveedor independiente con generadores diésel, dedicado al sector comercial e industrial. Provee electricidad al mercado mayorista
103	Uniper		No	Productor de electricidad. Trabaja en mercados de gas y carbón, en transporte, en petróleo y nuclear
104	Utilita Energy		Sí	Proveedor de energía
105	Utility Warehouse		Sí	Proveedor de servicios múltiples: servicios telefónicos y banda ancha, gas y electricidad
106	Vitol		No	Comercialización de energía y productos básicos
107	Vivid Economics		Sí	Consultoría económica
108	VuePoint Solutions		Sí	Proveedor de <i>software</i> y servicios de consultoría
109	Wood Mackenzie		Sí	Grupo global de investigación y consultoría en energía, metales y minas
110	Yorkshire Energy		Sí	Comunidad que suministra energía limpia a usuarios domésticos e industriales

Fuente: elaboración propia a partir de (Energy UK, 2019).

ANEXO 2. *Leading on Clean Growth. The Government Response to the Committee on Climate Change's 2019 Progress Report to Parliament- Reducing UK emissions*

Para conseguir cumplir el objetivo de descarbonizar la economía para 2050, el Comité de cambio climático estableció cuatro prioridades. La primera es involucrar a todos los niveles de la Administración en la necesidad de conseguir el objetivo, en segundo lugar, está desarrollar políticas empresariales adecuadas con incentivos a la innovación y a las soluciones con reducidas emisiones, a continuación, colocar al ciudadano en el centro de la política que se diseñe, para que se involucre y finalmente conseguir el apoyo internacional (HM Government, 2019).

Tabla 33. Respuestas a las recomendaciones del Comité de cambio climático en el ámbito eléctrico

Recomendación		Respuesta
Primero	Cumplimiento de las subastas de contratos por diferencias de 2019	Ya se han realizado subastas de contratos por diferencias y el Gobierno se ha comprometido a más en el futuro
Segundo	Desarrollar planes de contingencia que permitan avanzar en la generación baja en carbono ante cualquier retraso o cancelación de proyectos planteados o importaciones de electricidad con reducidos niveles de emisiones	Existen ya mecanismos de mercado (como los mercados de capacidad) para ayudar ante posibles contingencias que puedan darse y que favorecerán el adelanto de instalación de capacidad renovable
Tercero	Desarrollar y entregar un plan en coordinación con Ofgem, para mejorar redes en la década de 2020, para adaptar nuevas demandas de electricidad	El Gobierno no tiene competencia en el ámbito del desarrollo de las redes, pero está siguiendo el proceso de desarrollo e implementación de RIIO-2
Cuarto	Destacar en el próximo "Energy White Paper" el nivel de ambición compatible para conseguir las emisiones nulas netas de carbono.	El Gobierno reconoce el reto y por ello, la necesidad de la captura y almacenamiento de carbono, así como de la tecnología nuclear, entre otros, en el proceso. Además, considera la posibilidad de avanzar hacia un sistema donde las renovables solar y eólica <i>offshore</i> no reciban subsidios. En 2019 legisló sobre la <i>smart export guarantee</i> (SEG) una vía sin subsidios para acercar al mercado a los generadores de electricidad de pequeña escala con reducidas emisiones
Quinto	Continuar mejorando la flexibilidad del sistema a través de la ejecución de todas las acciones en " <i>Smart System and Flexibility Plan</i> "	El Gobierno en colaboración con Ofgem ha avanzado en el despliegue de contadores inteligentes y en un plan de flexibilidad

Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la quinta recomendación, el plan de "*Smart System and Flexibility Plan*", consiste en 29 medidas donde el Gobierno, Ofgem y la industria prestan apoyo en la transición hacia un sistema energético más inteligente y flexible. Las medidas se enfocan en eliminar barreras a tecnologías inteligentes, especialmente al almacenamiento de energía; permitiendo las casas y empresas inteligentes, ofreciendo el control sobre el uso de energía a los consumidores; y reformar los mercados energéticos para que la flexibilidad sea justamente compensada.

Como se ha dicho, es necesario que la transición afecte a todos los sectores de la economía. En este sentido, la siguiente figura recoge los principales logros conseguidos en ámbitos como los edificios, el transporte, la industria y la Administración Pública.

Figura 10. Principales logros conseguidos en el proceso de descarbonización de la economía

Edificios	Transporte	Industria	Administración Pública	Recursos
• "Future Home Standards" (sistemas de calefacción y eficiencia energética) • Aumento del gas verde en la red • "Private Rented Sector" • "Green home Finance Innovation Fund" y "Whole House Retrofit" • "Each Home Counts" • "Small Business Energy Efficiency" • "Heat Networks Investment Project"	• Desarrollar un nuevo plan de descarbonización del transporte • En 2018, Reino Unido fue el segundo mayor mercado con vehículos de bajas emisiones • Más de 1,5 billones de £ invertidos en incentivos, I+D e infraestructuras • Estrategia de "The Road to Zero" • En julio de 2019, publicaron el "Clean Maritime Plan"	• "Industrial Clusters Mission" (170 millones de libras) • 315 millones de £ para apoyar las empresas con alto consumo energético • 250 M£ para apoyar el sector siderúrgico • 100 M£ para un mayor uso de hidrógeno • Definir el plan de economía circular • Definir los siguientes pasos hacia el objetivo de "Clean growth Strategy"	• El Gobierno escocés presentó un nuevo proyecto de ley más ambicioso "Climate Change Bill" al parlamento escocés • El Gobierno de Gales, publicó: "Prosperity for all: A Low Carbon Wales" con 100 medidas y propuestas • Irlanda del Norte redujo sus emisiones en un 18 % gracias a la gestión del abastecimiento energético, de los residuos y el uso residencial	• Estrategia "Resources and Waste" para minimizar los residuos • Desarrollo de nuevas formas de envasado • Garantizar el pago a más de 35 años a terratenientes que planten árboles para capturar el carbono • Comida saludable y accesible • Agricultura sostenible • Estrategia "Clean Air"

Nota: Administración Pública se refiere a las naciones británicas con competencias transferidas.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 34. Respuesta a las recomendaciones del Comité de cambio climático sobre edificación

Recomendación		Respuesta
Primero	Desarrollar una estrategia para la descarbonización térmica de los edificios en el RU acorde con el objetivo cero-neto. HM Treasury tiene que comprometerse a trabajar con el BEIS, realizar una revisión sobre dónde se podrían reducir los costes de la transición y asignar la financiación necesaria hasta 2050	El compromiso de desarrollar la estrategia se va a cumplir. Existe una variedad de tecnologías para ofrecer sistemas de calefacción con bajas emisiones: 1. Hidrógeno 2. Electrificación 3. Biogás Hay que incrementar la proporción de gas verde
Segundo	Publicar planes detallados sobre el cierre gradual de instalaciones térmicas no conectadas a la red de gas en la década de 2020, garantizando la seguridad de suministro	El Gobierno considera que la electrificación va a ser una vía para descarbonizar los sistemas de calefacción. En el sector industrial se hace necesario contar con planes, en particular para las instalaciones que emplean carbón o fuel y no están conectadas a la red de gas. Se va a desarrollar un plan que se vea apoyado por el incentivo de calor renovable (RHI)
Tercero	Reforzar los estándares de nueva construcción, para asegurar que los edificios construidos en 2025 estén ya diseñados para un entorno de cambio del clima, sean ultra eficientes energéticamente y utilicen calefacción con bajas emisiones. Ninguna casa construida a partir de 2025 debería conectarse a la red de gas. Deben establecerse estándares ambiciosos para edificios no residenciales	Existe un compromiso de que los nuevos locales cuenten con contadores inteligentes, dando la opción de modificar el consumo de energía cuando los precios sean más bajos. Ayudaría a equilibrar la demanda y el suministro del sistema energético Se concede una relevancia especial a los edificios industriales
Cuarto	Establecer trayectorias claras de los estándares del parque de viviendas y de empresas	1. Capacidad de pago de los hogares de medidas de eficiencia energética 2. Más allá de las obligaciones de las compañías de energía, el Gobierno se ha comprometido a apoyar la financiación de medidas de eficiencia energética 3. Plan de acción para la reforma de la vivienda social 4. Nueva estrategia de lucha contra la pobreza energética en Inglaterra 5. Consulta sobre edificios no residenciales y un esquema de eficiencia energética para pequeños negocios 6. El Gobierno está adoptando un papel activo para la reducción de emisiones del Sector Público y proveerá de fondos para la mejora de la eficiencia energética en edificios públicos
Quinto	Tratar de garantizar que los nuevos edificios y las medidas adoptadas cumplen con la normativa relativa a eficiencia	El Gobierno lanzó una consulta sobre este tema. Además, ha adoptado la mayor parte de las recomendaciones fruto del programa Each Home Counts. Además, promueve el desarrollo y revisión de los estándares para la implementación de medidas de eficiencia energética
Sexto	Reformular la métrica de la monitorización y de la certificación para que reflejen el rendimiento real actual, en lugar de datos modelizados	El Gobierno ha desarrollado el esquema <i>Smart Meter Enabled Thermal Efficiency Ratings</i> (SMETER), dotado con 5 millones de £, para desarrollar y testear tecnologías que miden el rendimiento térmico de las viviendas utilizando contadores inteligentes
Séptimo	Revisar estándares profesionales y capacidades en todo el edificio	El Gobierno trabaja con la industria en: 1. Mejorar habilidades de las personas 2. Agilidad de respuesta de la industria de la construcción 3. Apoyo para lograr las habilidades futuras en materia de calefacción y refrigeración

Fuente: elaboración propia.

Tabla 35. Respuesta a las recomendaciones del Comité de cambio climático sobre industria

Recomendación		Respuesta
Primero	Ofrecer apoyo a corto plazo para la descarbonización de la industria, a través del IETF (Industrial Energy Transformation Fund) y del ISCF (Industrial Strategy Challenge Fund)	El Gobierno ha colaborado en el diseño del fondo IETF con la industria, la academia y el CCC
Segundo	Explicitar cómo las políticas actuales y futuras pueden ayudar a conseguir una reducción del 20 % del consumo energético en las empresas antes de 2030	En marzo de 2019 se introdujo el Business Energy Efficiency Scheme para pequeñas y medianas empresas. Además, se ha desarrollado el programa de apoyo para la recuperación de calor
Tercero	Publicar los resultados de la evaluación de los "Climate Change Agreements"	En 2020 se publicará el informe con los resultados
Cuarto	Establecer un plan para desarrollar instalaciones de CCS operacionales para mediados de la próxima década	Se ha realizado una consulta sobre el negocio potencial de la captura, uso y almacenamiento de carbono. Ahora se están analizando las respuestas. Además, se han concedido 50 millones de £ en el desarrollo de esta tecnología
Quinto	Establecer el mecanismo preferible para el transporte del CO ₂ y la infraestructura de almacenamiento	Se están examinando los resultados obtenidos
Sexto	Mecanismos para incentivar en la industria el cambio del combustible y la captura, uso y almacenamiento de carbono	Se ha apoyado la inversión en el cambio de combustible en la industria. El Gobierno también está invirtiendo en hidrógeno. Se ha realizado una consulta sobre las posibilidades de modelos de negocio en captura, uso y almacenamiento de carbono
Séptimo	Desarrollar una estrategia para el uso de hidrógeno bajo en carbono, su producción e infraestructura	El Gobierno ha realizado la apuesta desde el lado de la inversión en innovación, mediante el empleo de diferentes programas de ayudas
Octavo	Desarrollar planes para reducir la demanda de productos intensivos en carbono	En 2018 se desarrolló una estrategia de recursos y residuos, que incluía planes de apoyo para avanzar hacia una economía circular, con productos más duraderos, reparables y reciclables. También se busca aprovechar el conocimiento del país en biotecnología y biología sintética
Noveno	Establecer políticas para desarrollar tecnologías casi nulas en carbono de maquinaria móvil no viaria	Inversión y apoyo a proyectos como el Centro de Propulsión Avanzada, el proyecto de baterías Faraday, etc. Además, se está trabajando en planes de aviación, agricultura, etc.
Décimo	Establecer políticas para reducir las pérdidas de metano y ventilación	Reemplazo de tuberías para reducir las pérdidas del transporte del gas, animar a las compañías a trabajar con sus <i>stakeholders</i> . Las compañías del gas deberán realizar los informes correspondientes en los años venideros
Undécimo	Despliegue de la ingeniería necesaria para la eliminación de GEI en la segunda mitad de la década de los veinte	En aquellos sectores donde no se ve opción para reducir las emisiones, se plantea como opción la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS) y captura y almacenamiento directo de carbono del aire (DACCS). Para ello, el Gobierno plantea incentivos y apoyos económicos, así como un plan de acción sobre captura y almacenamiento de carbono

Fuente: elaboración propia.

Tabla 36. Respuesta a las recomendaciones del Comité de cambio climático sobre la reducción de las emisiones de los recursos naturales

Recomendación		Respuesta
Primero	Presentación del “England’s Farm Emissions Reduction Plan” y del plan actualizado de Escocia sobre cambio climático para 2020	En Inglaterra, se desarrollará un plan para las áreas agrícolas para mejorar la producción y descarbonizarla En Escocia el Gobierno está comprometido en trabajar con la agricultura
Segundo	La estrategia industrial “Transforming Food Production Challenge Fund”, asegura que la inversión de 20 millones de libras comprometida en la primera convocatoria de 2018 y las subsiguientes están asignadas a proyectos de reducción de emisiones y crecimiento limpio en el sector de la alimentación y agricultura	Dichas inversiones se distribuyen bajo estas líneas que abarcan distintos proyectos: - “Future Food Production Systems” - “Science and technology into Practice” - “International research”
Tercero	Innovación, inversión en I+D, testeo y creación de proyectos piloto para ofrecer mejoras en la productividad de una agricultura sostenible (especialmente en cultivos y ganadería), tecnologías de bajas emisiones y opciones de maquinaria agrícola con bajas emisiones (como por ejemplo, tractores) durante la década de 2020	El Gobierno está realizando nuevas propuestas ambiciosas en I+D, como parte de su nueva política en agricultura. Durante la transición agrícola, también tienen que apoyar a los agricultores para que realicen inversiones en los equipos, tecnología y las infraestructuras privadas con el objetivo de mejorar la productividad y obtener beneficios medioambientales
Cuarto	Asegurar el diseño futuro de “Environmental Land Management System”, incluyendo en el testeo ensayos de las opciones, que incentiven la adopción de medidas de bajas emisiones en granjas y cambios en el uso de la tierra para incrementar la eliminación del carbono	El trabajo es facilitado por actores interesados, incluyendo grupos de granjeros, organismos representativos y organizaciones no gubernamentales, mientras que cubren una gama de ubicaciones y sectores
Quinto	Desarrollar estrategias para incrementar las ratios de reforestación anual general, al menos a 30.000 hectáreas en la década de 2020	Teniendo en cuenta que la silvicultura es una competencia transferida, las respuestas provienen de cada una de las naciones. Así, Escocia establece un plan de reforestación, Inglaterra desarrolla un fondo de financiación o Irlanda del Norte un estudio
Sexto	Las inversiones específicas en I+D e innovación, para mejorar la productividad de los cultivos energéticos y de bosques durante la década de 2020	El Gobierno reconoce el potencial de la bioenergía, junto con la captura y almacenamiento de carbono, para futuros sistemas energéticos y su papel para ayudar a cumplir el objetivo de cero emisiones
Séptimo	Inglaterra debe publicar la “Peat Strategy” que plantee la restauración de turberas y prácticas de gestión sostenibles para tierras bajas de turba que se dedican a la producción agrícola	La obra de restauración está ya en marcha en cuatro grandes proyectos en toda Inglaterra mediante subvenciones de capital
Octavo	En Inglaterra, se debe establecer un compromiso para prohibir el vertido de residuos biodegradables para 2025 como tarde. También debe establecer propuestas de medidas obligatorias e informar sobre los residuos de comida a grandes empresas de la cadena de suministro alimenticia	El RU ha sido uno de los primeros lugares del mundo en publicar datos generales de residuos alimenticios al igual que las mejores prácticas internacionales en la materia
Noveno	En Gales, publicar una nueva estrategia de residuos incluyendo propuestas para reducir los residuos alimenticios considerablemente y regulaciones donde las empresas y los organismos públicos separen residuos reciclables en su origen	Esta recomendación es una parte clave para afrontar el cambio climático y también ofrece oportunidades económicas como parte de la transición hacia una economía baja en carbono
Décimo	Publicar un plan para restringir el uso de gases fluorados, en los usos limitados donde en la actualidad no hay alternativas viables	El Gobierno está trabajando en reducir estas emisiones. El Reino Unido ya firmó el protocolo de Montreal

Fuente: elaboración propia.

Tabla 37. Respuesta a las recomendaciones del Comité de cambio climático sobre la reducción de las emisiones del transporte

Recomendación		Respuesta
Primero	Proponer la prohibición de venta de vehículos convencionales en 2035 (o idealmente antes) y clarificar que solo vehículos con baterías eléctricas serán permitidos y vendidos después de ese año	El Gobierno colaborará activamente con los agentes para acelerar el cambio necesario en el transporte
Segundo	Clarificar el enfoque normativo del RU a los objetivos de la UE 2020/21 de nuevos coches y furgonetas antes de 2020, reforzando la necesidad de una mayor penetración de los vehículos eléctricos. Las pruebas deben estar estandarizadas en todo el sistema.	El Gobierno va a mantener un elevado nivel de exigencia, buscando el cumplimiento de los objetivos de la UE aun cuando salga de la misma. Además, revisará la fiscalidad sobre el carbono en automoción
Tercero	Implementar políticas, incluyendo instrumentos fiscales para promocionar la adquisición de vehículos más limpios	- Instrumentos fiscales: con las medidas de "Road to zero strategy" y los incentivos por parte del Gobierno - Desarrollar conciencia pública para la adquisición de vehículos de emisiones reducidas - Desarrollo de un sistema de carga de vehículos eléctricos - Subvenciones para la adquisición de furgonetas de emisiones reducidas
Cuarto	Establecer objetivos de reducción de emisiones para los nuevos vehículos de carga pesada y aprovechar oportunidades para mejorar el sector logístico y la conducción ecológica (<i>eco-driving</i>). Desarrollar planes de emisiones nulas para vehículos pesados	Varios planes y actividades se han puesto ya en marcha en relación con la eficiencia de los combustibles en camiones. El Gobierno está también comprometido en el cambio a otros medios de transporte como el tren
Quinto	Establecer políticas para evitar el declive del uso del autobús y desarrollar planes para incrementar el transporte a pie y el uso de bicicletas.	El transporte público, andar y utilizar las bicicletas tienen un papel crucial en la transición para reducir las emisiones de carbono. Se prevén inversiones para descongestionar y mejorar la calidad del aire de las ciudades
Sexto	Inclusión de las emisiones de la aviación internacional y del transporte marítimo en los objetivos de reducción. Desarrollo de estrategias en estas áreas del transporte que reflejen los objetivos de emisiones nulas	RU lidera los esfuerzos internacionales para acordar prácticas sobre el inventario de emisiones de estos medios de transporte. También actúa para reducir las emisiones a nivel nacional de estos medios

Fuente: elaboración propia.

Por su parte, en el capítulo relativo a las emisiones de la Administración Pública, se resumen algunos de los avances realizados por regiones como Escocia, Gales e Irlanda del Norte y cuáles son sus próximos objetivos, al igual que las respuestas a las recomendaciones del Comité de cambio climático.



INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

www.orquestra.deusto.es