



E3G

INFORME NOVIEMBRE 2018

**LECCIONES APRENDIDAS DE LA
ELIMINACIÓN GRADUAL DEL CARBÓN EN EL
REINO UNIDO:**

INFORME PARA LA MESA DE
DESCARBONIZACIÓN EN CHILE

CHRIS LITTLECOTT, LOUISE BURROWS & SIMON SKILLINGS

Reconocimiento: Este informe contó con el apoyo de la Embajada Británica en Santiago en colaboración con el estudio de GIZ “Alternativas tecnológicas para el cierre y/o la reconversión de centrales eléctricas de carbón en Chile”.

Traducción: Claudia Toledo Vera. **Imagen de la portada:** amanecer de otoño sobre la Central Eléctrica Kingsnorth por ifor.griffiths.

Acerca de E3G

E3G es un *think tank* sobre el cambio climático independiente que opera para acelerar la transición global a una economía de bajas emisiones de carbono. E3G construye coaliciones entre diversos sectores para lograr resultados cuidadosamente definidos, elegidos por su capacidad para apalancar el cambio. E3G trabaja en estrecha colaboración con socios afines en ámbitos de gobiernos, políticas, negocios, sociedad civil, ciencia, los medios de comunicación, fundaciones de interés público y otros. En febrero del 2018, E3G Clasificado como el quinto mejor *think tank* en política ambiental global por segundo año consecutivo.

www.e3g.org

Oficina en Berlin
Neue Promenade 6
Berlin, 10178, Germany
Tel: +49 (0) 30 2887 3405

Oficina en Bruselas
Rue de Commerce 124
1000 Brussels, Belgium
Tel: +32 (0)2 5800 737

Oficina en Londres
47 Great Guildford Street
London, SE1 0ES, UK
Tel: +44 (0)20 7593 2020

Oficina en Washington
2101 L St NW, Suite 400
Washington DC, WA 20037
United States
Tel: +1 202 466 0573

© E3G 2018

Copyright

Este trabajo está licenciado bajo el Reconocimiento NoComercial-Compartirigual2.0.

Usted es libre de:

- > Copiar, distribuir, exhibir y ejecutar la obra.
- > Realizar obras derivadas.

Bajo las siguientes condiciones:

- > Usted debe atribuir la obra de la forma especificada por el autor o el licenciante.
- > Usted no puede utilizar esta obra con fines comerciales.
- > Si usted altera, transforma o construye sobre este trabajo, usted puede distribuir el trabajo resultante solo bajo la licencia idéntica a esta.
- > Ante cualquier reutilización o distribución, debe dejar claramente establecido los términos de la licencia de este trabajo.
- > Cualquiera de estas condiciones pueden dispensarse si usted obtiene permiso del titular de los derechos de autor.

Su uso justo y otros derechos no están afectados por lo mencionado arriba.



INFORME NOVIEMBRE 2018

**LECCIONES APRENDIDAS DE LA
ELIMINACIÓN GRADUAL DEL CARBÓN EN EL
REINO UNIDO:**

INFORME PARA LA MESA DE
DESCARBONIZACION EN CHILE

CHRIS LITTLECOTT, LOUISE BURROWS & SIMON SKILLINGS

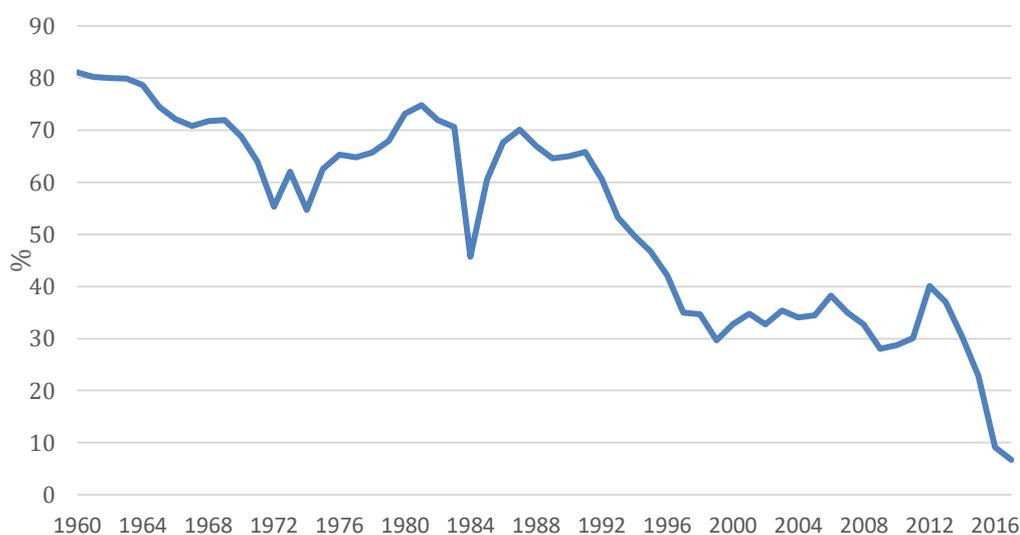
CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	5
1. INTRODUCCIÓN.....	9
2. UNA BREVE HISTORIA DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DEL CARBÓN EN EL REINO UNIDO.....	11
3. EL CONTEXTO DE LA ELIMINACIÓN GRADUAL DEL CARBÓN EN EL REINO UNIDO: LA PRIVATIZACIÓN Y POLITICAS	15
3.1. Contexto de mercado	15
3.2. Regulación de emisiones: contaminación aérea y CO ₂	23
4. VISIÓN GENERAL DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE CARBÓN EN EL REINO UNIDO Y LAS DECISIONES RELACIONADAS A LA CONVERSIÓN / CIERRE.	32
Predominan los cierres, las conversiones son minoría	34
Tres olas de cierres	35
5. RESULTADO: EL DECLIVE DEL CARBÓN	41
6. CONCLUSIONES.....	46
El compromiso con la eliminación gradual del carbón: seguir y guiar	49
ANEXO 1. ESTUDIO DE CASO: CONVERSIÓN DE GRANDES CENTRALES DE CARBÓN: DRAX	51
ANEXO 2. ESTUDIOS DE CASOS DE CONVERSIÓN DE CENTRALES MÁS PEQUEÑAS: USKMOUTH Y LYNEMOUTH.....	55
ANEXO 3: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CARBÓN EN EL REINO UNIDO DESDE EL 2000	59
ACERCA DE LOS AUTORES.....	64
LISTA DE ACRÓNIMOS.....	66
NOTAS FINALES.....	67

RESUMEN EJECUTIVO

En noviembre del 2015, el gobierno del Reino Unido fue el primero en comprometerse con una política nacional de eliminación gradual del carbón, que resultará en un cese de la generación de electricidad a partir del carbón para el 2025. Solo tres años antes, el carbón había proporcionado el 40% de la generación de electricidad.^a Históricamente, el carbón había sido el combustible dominante en la mezcla energética del Reino Unido, proporcionando el 97% de la electricidad en 1950 y más del 70% en la década de los 80, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1: Porcentaje de electricidad del Reino Unido generada a partir del carbón desde 1960



Fuente: Datos del Banco Mundial

El declive subsecuente en la generación del carbón ha sido rápido:

- > El primer periodo sin carbón en la mezcla energética del Gran Bretaña¹ duró más de cinco horas, en mayo del 2016.
- > Un año después, Gran Bretaña tuvo su primer periodo de 24 horas sin carbón, en abril del 2017.
- > El récord actual de Gran Bretaña para la generación libre de carbón es de 76 horas continuas.
- > Las horas totales libres de carbón en Gran Bretaña han casi triplicado cada año desde el 2016, con un total de 1.700 horas a la fecha el 2018.
- > La electricidad generada a partir del carbón generó solo 7% de la electricidad en el Reino Unido el 2017.

^a Esta participación del carbón es muy similar al nivel actual de generación a partir del carbón en Chile.

- > El declive en el uso del carbón ha coincidido con el hecho de que el sector de renovables en Reino Unido ha suministrado cantidades récord de electricidad con más de 7,4% de la electricidad generada por energía solar durante el verano del 2018.

Hoy, el Reino Unido está a la vanguardia de los esfuerzos internacionales de encontrar una alternativa que se distancie del carbón para reducir las emisiones de CO₂ y la contaminación aérea. En esto se incluye su liderazgo conjunto en la iniciativa "Powering Past Coal Alliance".

Este documento contribuye a esta tendencia internacional hacia la eliminación gradual del carbón informando sobre las experiencias aprendidas en el Reino Unido. Describe y analiza la evolución de los impulsores comerciales y los incentivos políticos que contribuyeron al declive del carbón en el Reino Unido desde el año 2000 y al compromiso del gobierno hacia la eliminación gradual del uso del carbón para el año 2025. Busca proporcionar información que sea relevante para los responsables de formular políticas y actores del sector privado por igual.

En general, consideramos que el declive en el uso de carbón en el Reino Unido se explica por una confluencia de impulsores de mercado e intervenciones regulatorias que colectivamente erosionaron la posición del carbón en la mezcla energética. Estos elementos no fueron planificados previamente, pero han sentado las bases para que la eliminación gradual del carbón se reconozca como una forma lógica de avanzar.

En 2009, el gobierno reconoció que no podría haber "carbón nuevo sin captura y almacenamiento de carbono". A pesar de los esfuerzos para promover la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS), en última instancia, se hizo evidente que no habría centrales eléctricas de carbón nuevo en el Reino Unido, lo que significaba que las centrales eléctricas existentes en proceso de envejecimiento no serían reemplazadas con algo similar.

En forma paralela, los sucesivos gobiernos del Reino Unido han actuado para aumentar progresivamente el costo de las emisiones de CO₂. Esto se ha combinado con controles de contaminación más estrictos por parte de la Unión Europea (UE) impactando particularmente la economía de generación del carbón. Estas políticas se han combinado con una reducción en la demanda de electricidad, el crecimiento de las energías renovables y cambios en la competitividad relativa del carbón y el gas en el mercado eléctrico.

El compromiso manifestado el 2015 de eliminar gradualmente el carbón para el 2025 reconoció estos cambios y buscó proporcionar un camino ordenado hacia el retiro de las centrales de carbón para mantener la seguridad del suministro y al mismo tiempo fomentar la inversión en tecnologías de generación alternativas.

Al considerar las estrategias de los propietarios y operadores de las centrales eléctricas en el Reino Unido, nuestro análisis ha encontrado que la conversión de las centrales de carbón ha sido una estrategia minoritaria en comparación con la búsqueda del cierre de las centrales y el desarrollo potencial de nuevas capacidades de generación:

Su opción de preferencia ha sido la **operación continuada** de las centrales eléctricas de carbón existentes, hasta que no sea rentable debido al desempeño del mercado, la antigüedad de los componentes y/o la necesidad de una modernización significativa para cumplir con las regulaciones ambientales.

- > Los calendarios establecidos para el cumplimiento de los requisitos de control de contaminación de la UE han sido esenciales en mostrar un camino para las decisiones sobre la inversión o cierre de las centrales eléctricas. En cada etapa, los operadores de las centrales eléctricas han abogado por estándares más laxos y máxima flexibilidad.

En la mayoría de los casos, las centrales de carbón han buscado el cierre, considerando nuevos desarrollos en el mismo sitio.

- > En las últimas dos décadas, ha habido un cambio en las decisiones sobre inversión en nuevas centrales de carbón a gran escala (y CCS) hacia CCGT, y ahora más hacia unidades especializadas de combustible residual, generación de gas a pequeña escala y, recientemente, también hacia baterías de almacenamiento. Esto es particularmente relevante dado que el valor de proporcionar flexibilidad al sistema de energía aumenta en comparación con la provisión de carga base.

Solo en una minoría de casos de centrales de carbón se ha optado por la reconversión para operar con combustibles alternativos.

- > La conversión a biomasa ha tenido resultados variables, con conversiones técnicamente exitosas realizadas en Drax, pero con incendios en las centrales de Ironbridge y Tilbury.
- > Los subsidios para la conversión de biomasa ya no están disponibles y existe una creciente preocupación por los impactos ambientales y climáticos del uso de la biomasa, lo que hace que sea poco probable que se realicen más proyectos de conversión una vez concluido el proyecto de Lynemouth.
- > Drax propone convertir las dos últimas unidades de carbón a turbinas a vapor para nuevas unidades de CCGT.
- > Actualmente, los proveedores de tecnologías están desarrollando usos alternativos para los equipos de las centrales eléctricas existentes (como la reutilización de sitios para el almacenamiento de energía térmica), y éstas aún podrían ser considerados por el resto de las centrales eléctricas del Reino Unido.

En los últimos años, los operadores de centrales eléctricas en general han intentado **redistribuir el personal de las centrales eléctricas a otros roles** dentro de la empresa (incluyendo la administración del cierre y demolición del sitio) y/o han ofrecido paquetes de jubilación y capacitación a los trabajadores.

Nuestro análisis de las experiencias en el Reino Unido apunta a la importancia central de las políticas de gobierno para proporcionar un camino hacia la reducción del uso del carbón y el retiro de centrales eléctricas a la vez para facilitar las decisiones que deben tomar los operadores individuales de centrales eléctricas en relación el retiro. Los calendarios para el cumplimiento con las regulaciones que controlan la contaminación han requerido una respuesta de todos los operadores de centrales eléctricas, mientras que la introducción de precios de carbono efectivos ha proporcionado una señal al mercado y ha impulsado la competencia entre los combustibles y las nuevas tecnologías. El compromiso de eliminación gradual del carbón reúne estos elementos y brinda claridad sobre la dirección a seguir, incluso antes de que se introduzca la legislación.

1. INTRODUCCIÓN

Este documento entrega una visión general de cómo ha cambiado la generación de electricidad a carbón en el Reino Unido en décadas recientes, trazando su cambio desde que era una fuente predominante en la generación de electricidad a su eliminación gradual para el 2025.

La sección 2 contiene una breve reseña histórica de la generación de electricidad a partir del carbón en el Reino Unido, enfatizando el hecho de que éste proporcionó el 97% de la generación de electricidad en 1950, quedando reducido a solo 7% de la generación el año 2017.

La sección 3 aporta con las lecciones aprendidas de los cambios en el escenario comercial y político durante los últimos 20 años. Analizamos cómo la privatización del sector eléctrico ha interactuado con la introducción de políticas para impulsar las reducciones en la contaminación aérea y las emisiones de CO₂. Esta sección identifica los factores de empuje y atracción que han influido en las decisiones de las empresas de energía.

La sección 4 luego proporciona un gráfico general que considera lo que ha sucedido con cada una de las centrales de carbón del Reino Unido en operación desde el año 2000. Identifica si las empresas de energía han decidido continuar las operaciones, cerrar sus centrales de carbón o convertirlos para utilizar combustibles alternativos.² Ofrecemos nuestros comentarios sobre por qué las decisiones se han tomado en diferentes momentos en el tiempo, destacando la importancia de los marcos normativos y los plazos establecidos como una forma de guiar las decisiones de inversión y cierre.

La sección 5 considera las consecuencias de todas estas decisiones individuales y cómo han resultado en disminuciones sustanciales en las centrales de carbón tanto en capacidad como en generación desde el año 2012. Analizamos el impacto que esto ha tenido en las emisiones de CO₂ en el Reino Unido y en la evolución de la mezcla energética del Reino Unido.

La sección 6 proporciona conclusiones sobre cómo las compañías de servicios públicos han abordado el tema de los cierres de centrales de carbón, cómo se relaciona esto con el compromiso del gobierno de eliminar gradualmente el carbón y la importancia de las medidas normativas.

Nuestro análisis ha encontrado que la conversión de centrales de carbón a combustibles alternativos ha sido una respuesta relativamente infrecuente por parte de los propietarios de centrales de carbón. Sin embargo, hay algunas excepciones notables que han seguido esta ruta y que analizamos con mayor detalle más adelante.

El **Anexo 1** analiza la conversión de cuatro unidades en la central eléctrica Drax a biomasa, en el contexto de su evolución corporativa.

El **Anexo 2** proporciona una introducción a las conversiones actualmente en curso de las centrales de carbón más pequeñas en Lynemouth y Uskmouth a biomasa y materiales de desecho, respectivamente.

El **Anexo 3** entrega información sobre todas las centrales de carbón en operación desde el año 2000.

2. UNA BREVE HISTORIA DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DEL CARBÓN EN EL REINO UNIDO

El Reino Unido fue la cuna de la Revolución Industrial. Sus fábricas, transporte ferroviario y alumbrado público fueron alimentados por el carbón. En 1882, el Reino Unido fue el primer país que utilizó la electricidad generada a partir del carbón.³

En el año 1950, 97% de la generación eléctrica del Reino Unido provenía del carbón, principalmente a través de pequeñas centrales eléctricas locales.⁴ Sin embargo éstas solo utilizaban alrededor del 15% de la demanda total del carbón, el cual también se usaba ampliamente por otros sectores industriales. Durante los 60 años siguientes, el uso del carbón disminuyó en todos los sectores, excepto en la generación de electricidad, como se muestra en la Figura 2.

Figura 2: Consumo de carbón por sector industrial 1948-2008

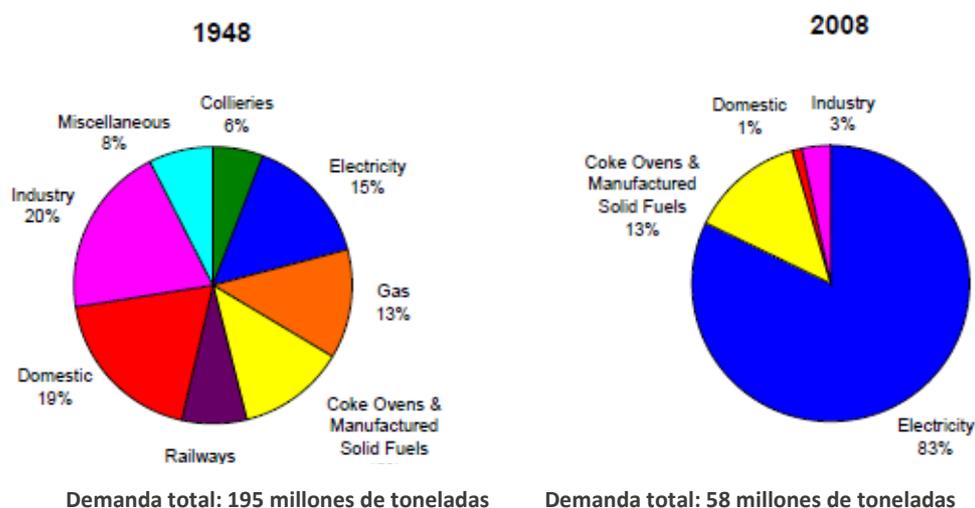


Gráfico 1948, en sentido del reloj: Minas de carbón 6%; Electricidad 15%; Gas 13%; Hornos de coque y combustibles sólidos fabricados 12%; Rieles 7%; Doméstico 19%; Industria 20%; Misceláneo 8%. Gráfico 2008, en sentido del reloj: Industria 3%; Electricidad 83%; Hornos de coque y combustibles sólidos fabricados 13%; Doméstico 1%.

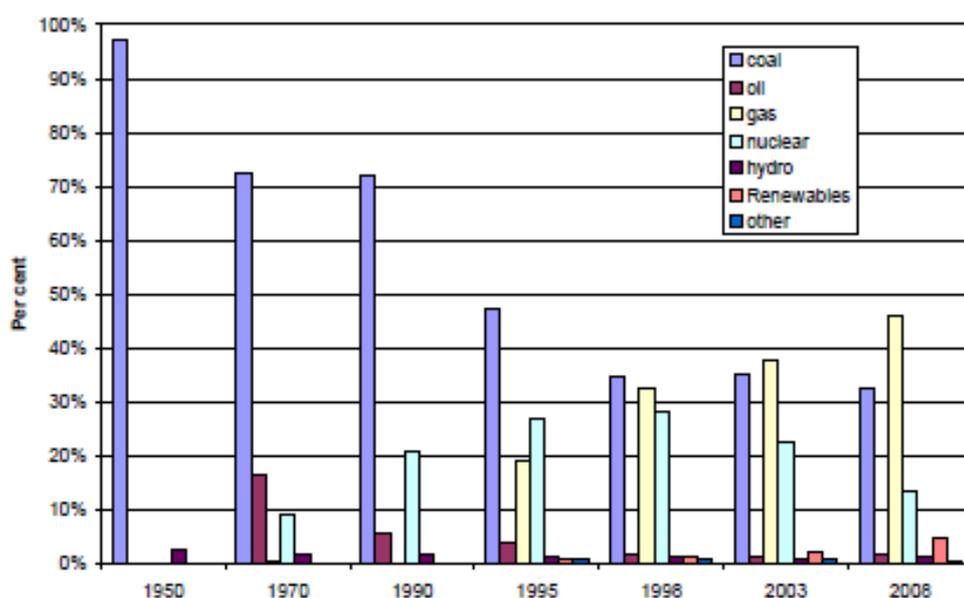
Fuente: DECC (2008) Digest of UK Energy Statistics (DUKES). Ponencia en su 60^a Aniversario.

En 1949, solo había dos centrales eléctricas con una potencia más de 500MW. Durante las décadas subsiguientes, hubo una transición hacia centrales eléctricas más grandes conectadas a la matriz nacional. Esto incluyó la construcción de una flota de grandes centrales eléctricas de carbón (2GW+) a

finis de la década de los 60 y a principios de la década de los 70 por la Junta Central de Generación de Electricidad (CEGB).⁵

El carbón continuó dominando la generación de electricidad en el Reino Unido a pesar de la introducción de la energía nuclear, que aumentó del 9% en 1970 al 21% de la generación en 1990.⁶ Sin embargo, el carbón seguía proporcionando el 72% de la generación de electricidad en el año 1990, antes de la ‘carrera por el gas’, que fue posible gracias a la disponibilidad de suministro de gas del Mar del Norte y la eliminación de una prohibición del uso del gas en la generación de electricidad.⁷ La primera central eléctrica de turbina de gas de ciclo combinado (CCGT) entró en operación en 1992. La generación por gas creció rápidamente a 19% en 1995 y a 32% en 1998, como se muestra en la Figura 3.

Figura 3: Generación de electricidad por fuente de energía, 1950-2008



Fuente: DECC (2008) Digest of UK Energy Statistics (DUKES). Ponencia en su 60^a Aniversario.

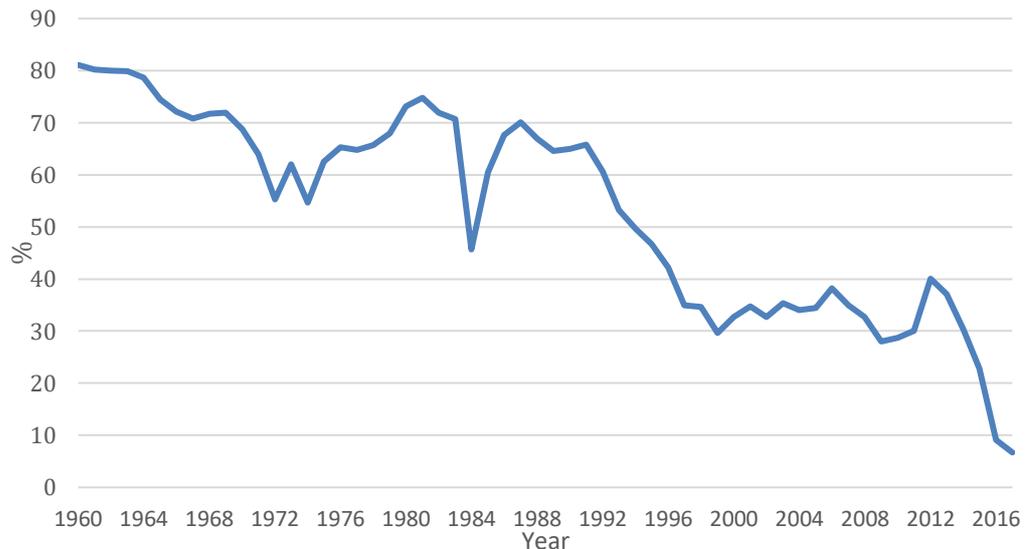
En 1999, el uso de gas superó por primera vez la generación de carbón. En los siguientes 15 años, la posición en el mercado del carbón y el gas varía dependiendo de los precios subyacentes del combustible. El uso del carbón generalmente proporcionaba entre el 30% al 40% de la generación.⁸ Analizaremos con mayor detalle estas dinámicas en la Sección 3, en el contexto de la agenda de privatización y las estrategias corporativas posteriores.

Durante la última década, el Reino Unido se ha convertido en un líder en la búsqueda de un camino alejado de la generación de energía a carbón, pero este no fue un resultado inevitable. A partir del 2008, el Reino Unido se enfrentaba a una ola de nuevos proyectos proponiendo la construcción de centrales de carbón nuevas para reemplazar las antiguas centrales de carbón.

En última instancia, sin embargo, ninguno de estos se construyó, lo que analizaremos más adelante.

Las centrales de carbón existentes siguieron desempeñando un papel importante en el sector energético, y hubo un aumento en el uso del carbón el 2012, con 40% de la generación eléctrica del Reino Unido generada a partir del carbón, como se muestra en la Figura 4.

Figura 4: porcentaje de electricidad en el Reino Unido generada a partir del carbón desde 1960



Fuente: Datos del Banco Mundial ⁹

Sin embargo, en noviembre del 2015, el gobierno del Reino Unido fue el primero en comprometerse con una política nacional de eliminación gradual del carbón hacia una eliminación total de la electricidad generada a partir del carbón para el 2025.¹⁰ El declive subsecuente en la generación del carbón ha sido rápido:

- > El primer periodo sin carbón en la mezcla energética del Gran Bretaña¹¹ duró más de cinco horas, en mayo del 2016.¹²
- > Un año después, Gran Bretaña tuvo su primer periodo de 24 horas sin carbón, en abril del 2017. ¹³
- > El récord actual de Gran Bretaña para la generación libre de carbón es de 76 horas continuas.¹⁴
- > Las horas totales libre de carbón en Gran Bretaña han casi triplicado cada año desde el 2016, con un total de 1.700 horas a la fecha el 2018.¹⁵
- > La electricidad generada a partir del carbón generó solo 7% de la electricidad en el Reino Unido en el 2017.

- > El declive en el uso del carbón ha coincidido con el hecho de que el sector de renovables en Reino Unido ha suministrado cantidades récord de electricidad con más de 7,4% de la electricidad generada por energía solar durante el verano del 2018.¹⁶

Este documento proporciona el contexto para este distanciamiento del carbón en el Reino Unido y la combinación de impulsores comerciales y los instrumentos políticos de empuje y atracción que han posibilitado esta situación.

3. EL CONTEXTO DE LA ELIMINACIÓN GRADUAL DEL CARBÓN EN EL REINO UNIDO: LA PRIVATIZACIÓN Y POLITICAS

3.1. Contexto de mercado

3.1.1 Pre-privatización

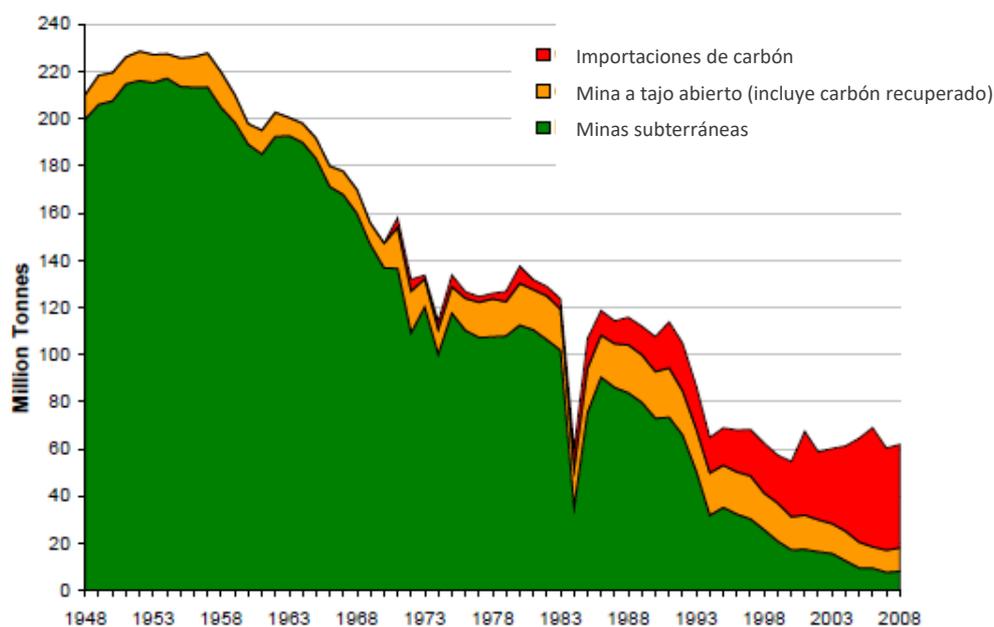
A inicios de los 80, 71% del suministro de electricidad en el Reino Unido aun provenía de centrales de carbón como se muestra en la Figura 4 más arriba. Sin embargo, esta dependencia en el carbón había otorgado una influencia significativa a los sindicatos de mineros del carbón debido a su capacidad para paralizar el sistema eléctrico a través de la acción industrial. El impacto de las huelgas de los mineros en los años 1972 y 1974 es visible en las Figuras 4 y 5 (así como la caída sustancial en la producción y uso del carbón a causa de la huelga posterior en el año 1984).

Como parte de sus reformas más amplias de la política económica, el Gobierno conservador dirigido por Margaret Thatcher estaba decidido a contrarrestar esta amenaza implícita a la seguridad del suministro de electricidad. Luego de una disputa industrial prolongada y áspera en 1984-5, el gobierno implementó un programa de reformas industriales que culminó con la privatización de los activos energéticos estatales del Reino Unido. Esto incluyó el sector de la minería del carbón y la industria eléctrica en su totalidad.

El carbón producido en el Reino Unido era considerablemente más caro que el disponible en los mercados internacionales. Un objetivo central del programa de privatización era reducir aún más el sector del carbón del Reino Unido hasta el punto en que fuera competitivo con los suministros internacionales.¹⁷ Se reconoció que esto daría lugar al cierre de la mayoría de las minas en el Reino Unido y que se necesitarían nuevos suministros de combustible para mantener la capacidad de generación eléctrica necesaria. Además de fomentar la inversión en instalaciones de importación de carbón, el gobierno levantó una prohibición preexistente del uso del gas natural como materia prima para la generación de electricidad, aprovechando la disponibilidad de producción de petróleo y gas en el Mar del Norte.

La producción nacional de carbón en el Reino Unido alcanzó su punto máximo a fines de la década de los 50, sin embargo, el carbón importado solo alcanzó una cuota mayoritaria del carbón utilizado en el Reino Unido a principios de la década del año 2000, como se muestra en la Figura 5.

Figura 5: Producción e importación de carbón 1948-2008



Fuente: Estadísticas entregadas en el 60^a Aniversario de DUKES

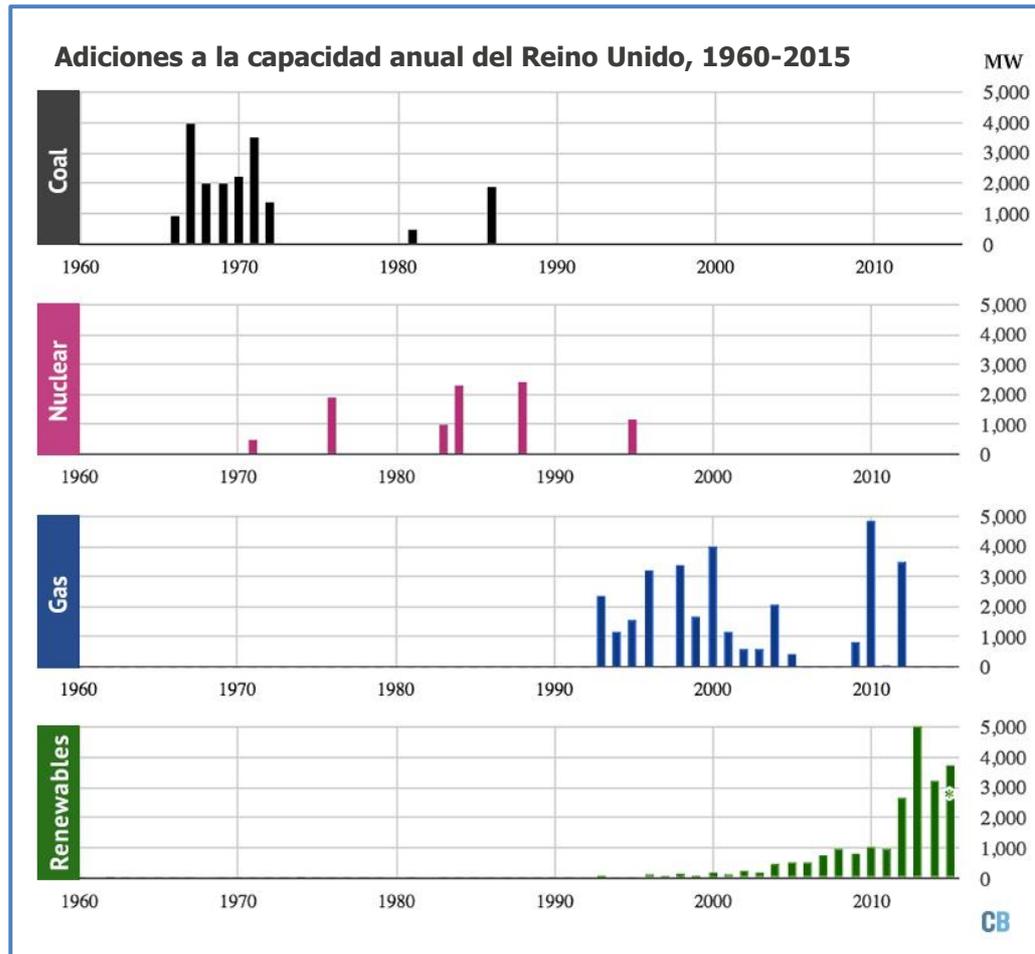
3.1.2 Años posteriores a la privatización

Tras la privatización, las centrales de carbón se dividieron entre dos nuevas empresas privadas: Powergen y National Power. Durante las siguientes dos décadas, una serie de fusiones, quiebras y adquisiciones corporativas dieron lugar al surgimiento de los "Big 6" o 6 grandes empresas de energía integradas verticalmente que combinan la generación con el suministro a clientes mayoristas y minoristas. Cinco de estas seis empresas asumieron la propiedad de centrales de carbón como parte de sus carteras de generación. Las similitudes en la estructura de la cartera entre las principales empresas de energía contribuyeron a la aparición de estrategias de precios convergentes en lugar de una competencia agresiva de precios. Unas cuantas centrales de carbón también fueron propiedad de generadores independientes, entre los que destaca Drax, la central de carbón más grande y nueva del Reino Unido.

A pesar del impulso políticamente controvertido hacia la privatización y la subsiguiente reducción en el tamaño de la industria del carbón del Reino Unido, el Gobierno quiso asegurar que la disminución fuera constante y bien gestionada y no abrupta. A lo largo de la década de los 90, se implementaron una serie de medidas para respaldar un programa planificado de cierre de minas de carbón. En el período comprendido entre 1990 y 1998, el Gobierno negoció contratos de suministro de carbón entre los productores de carbón del Reino Unido y los grandes generadores de energía que aseguraron una cuota de mercado decreciente para el carbón del Reino Unido y apoyaron un programa planificado de cierres de minas y centrales eléctricas de carbón.

Una consecuencia no intencionada de estos contratos negociados por el Gobierno fue que fijaron efectivamente las cuotas de mercado en el mercado mayorista de electricidad, lo que facilitó que las grandes empresas de nueva generación privatizadas mantuvieran los altos precios de la energía mayorista. Además de despertar la preocupación de las autoridades regulatorias, estos elevados precios al por mayor alentaron a muchos nuevos jugadores a invertir en centrales de energía de turbina de gas de ciclo combinado (CCGT) o la "carrera para el gas", como se muestra en la Figura 6.

Figura 6: Adiciones a la capacidad anual del Reino Unido, 1960-2015



Fuente: Carbon Brief (2015).¹⁸

La combinación de la desinversión forzada en las centrales eléctricas por parte del regulador y el crecimiento de las CCGT independientes dio lugar a un colapso en el precio mayorista de la energía a fines de la década. De hecho, cuando los contratos de suministro de carbón negociados por el Gobierno expiraron el año 1998, el nuevo Gobierno laborista introdujo una moratoria temporal para las nuevas centrales eléctricas de gas para permitir más tiempo para que continuara el programa de cierre de minas de carbón del Reino Unido.¹⁹

La Figura 6 también destaca cómo las tres unidades más recientes de Drax entraron en operación en 1986 al mismo tiempo que hubo inversiones sustanciales en energía nuclear durante la década de los 80 antes de la "carrera por el gas" en los 90. La generación anterior de centrales de carbón había sido construida más de 15 años antes. Las principales empresas de energía intentaron sacar máximo provecho de estas centrales eléctricas más antiguas, incluso resistiéndose a los requisitos de reacondicionamiento de los equipos de control de la contaminación hasta que fue necesario según la legislación de la UE (que analizamos en la Sección 3.2).

Para el año 2000, la mayoría de las centrales de carbón del Reino Unido ya habían alcanzado los 30 años de operación. Su lugar en el mercado del Reino Unido dependería de su capacidad para competir con los CCGT existentes y de nueva generación. El carbón y el gas luchaban por una posición en el mercado dependiendo de los precios subyacentes del combustible. Ambos combustibles tenían una participación de entre el 30% y 40% de la generación en el Reino Unido desde mediados de la década de los 90 hasta mediados de la década del 2010 (véase Figura 11).

Dado que las centrales de carbón en el Reino Unido se habían convertido en activos estratégicos para los proveedores de electricidad emergentes integrados verticalmente, el futuro de la generación de carbón se convirtió en un tema de estrategia corporativa y de mantenimiento de la participación de mercado. Con un alcance limitado para ganar participación de mercado adicional, las compañías se embarcaron en estrategias para mantener su posición relativa, lo que enfatizó la importancia de tener una cartera mixta para permitir un autoabastecimiento suficiente para los clientes minoristas.

3.1.3 La nueva agenda de descarbonización.

En el 2002, se publicó un libro blanco del Gobierno que fue clave y que reconoció el desafío del cambio climático.²⁰ Añadió el imperativo de descarbonización a aquellos relacionados con la seguridad del suministro y la eficiencia de costos para crear un nuevo "trilema" político, estableciendo un nuevo paradigma para los propietarios de centrales de carbón, ya que se hizo evidente que no había un futuro a largo plazo para sus activos a menos que las emisiones de CO₂ pudieran reducirse progresivamente. Tras un análisis crítico se reconoció que esto implicaría un programa de inversiones, tanto para mejorar la eficiencia de la flota de carbón existente como para reemplazar esta capacidad con fuentes de generación de energía menos intensivos en carbono.

Inicialmente, el Gobierno apoyó una re-consolidación del sector energético para promover la creación de compañías que estuvieran suficientemente bien capitalizadas para brindar las inversiones necesarias. Se formaron seis grandes empresas integradas verticalmente y cuatro de ellas se unieron a las empresas de servicios paneuropeas aún más grandes. Estas compañías buscaron invertir

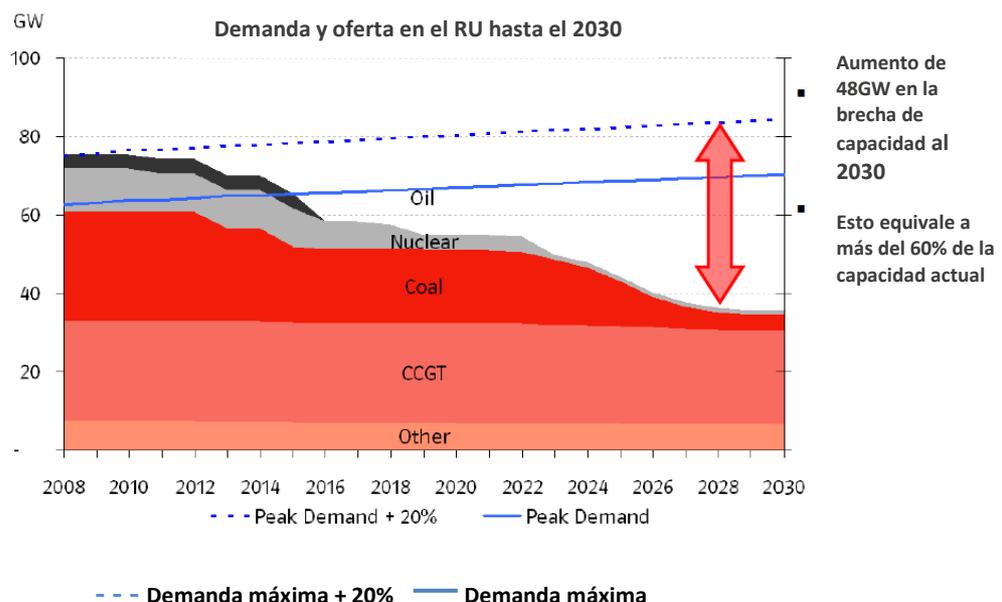
en la capacidad de generación de energía de manera tal que coincidiera ampliamente con la demanda futura esperada de los clientes.

Entre los años 2002 y 2009 hubo un período en que los precios de gas al por mayor se alzaron de manera excepcional y esto resultó en que se priorizaron las inversiones que buscaran prolongar la vida útil de las centrales de carbón existentes por sobre inversiones adicionales en CCGT. Esto incluyó la quema de biomasa en centrales de carbón para aprovechar el subsidio otorgado por el Esquema de Obligación Renovable que se había introducido el año 2002 (véase la Sección 3.2.2. **Error! Reference source not found.**). Posteriormente, el rápido surgimiento de la energía eólica y solar desafiaría los regímenes operativos y la rentabilidad de la generación de carbón y gas. Sin embargo, este escenario futuro no se anticipó a medida que se acercaba el fin de la década del 2000.

3.1.4 ¿Nuevo carbón para reemplazar el viejo carbón?

A mediados de la década del 2000, los propietarios de las centrales de carbón que quedaban en el Reino Unido se enfrentaron a los desafíos de poseer centrales con edad avanzada, con una ineficiencia relativa y regulaciones ambientales inminentes. Esto dio lugar a que las principales empresas de energía (y varios desarrolladores de proyectos independientes) se embarcaran en estrategias similares en las que pretendían reemplazar las antiguas centrales eléctricas de carbón por nuevas centrales eléctricas de carbón más eficientes como una forma de mantener una cartera de generación mixta. (Paralelamente, el gobierno y los operadores de centrales de energía nuclear también buscaban reemplazar las antiguas centrales con nuevas centrales de energía nuclear).

Figura 7: Expectativas de las empresas de servicios del crecimiento de la demanda y la 'necesidad' de carbón



De arriba abajo: Petróleo, Nuclear, Carbón, CCGT, otro

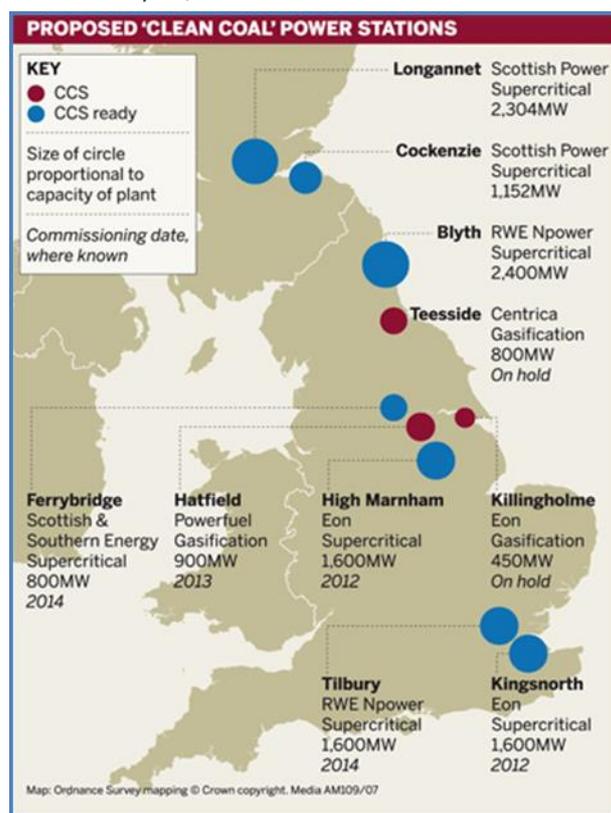
Fuente: Presentación para la Cumbre Climática de la Confederación de la Industria Británica, Diciembre 2008, Paul Golby, CEO de E.ON UK²¹

La Figura 7 más arriba representa una visión típica de las empresas de energía de ese momento, que proyectó un futuro de demanda creciente y anticipó una 'brecha de capacidad' que debía cubrirse mediante la inversión en nueva generación. Dado el reciente y rápido crecimiento en la generación de gas, las empresas de energía y el gobierno estaban interesados en promover una nueva ola de centrales de carbón como un medio para mantener la seguridad energética mediante la diversidad.

A pesar de comprender que las acciones para abordar el cambio climático en última instancia necesitarían de una reducción en las emisiones de CO₂, las empresas de energía (erróneamente) consideraron que un aumento en la eficiencia de la generación sería suficiente como primer paso, en parte debido a inversiones similares realizadas por las empresas matrices europeas en otros países (especialmente Alemania). Se prestó poca atención al total de las

emisiones durante la vida útil de las nuevas centrales eléctricas.

Figura 8: Propuesta de centrales eléctricas de 'carbón limpio', enero 2008



Fuente: Carbón King promete limpiarse.
Informe ENDS 396, Enero 2008

almacenamiento de carbono (CCS) desde inicios de la década del año 2020

A enero del 2008, se estaban desarrollando más de 13,5GW de propuestas para nuevas centrales eléctricas de carbón, como se muestra en la Figura 8.

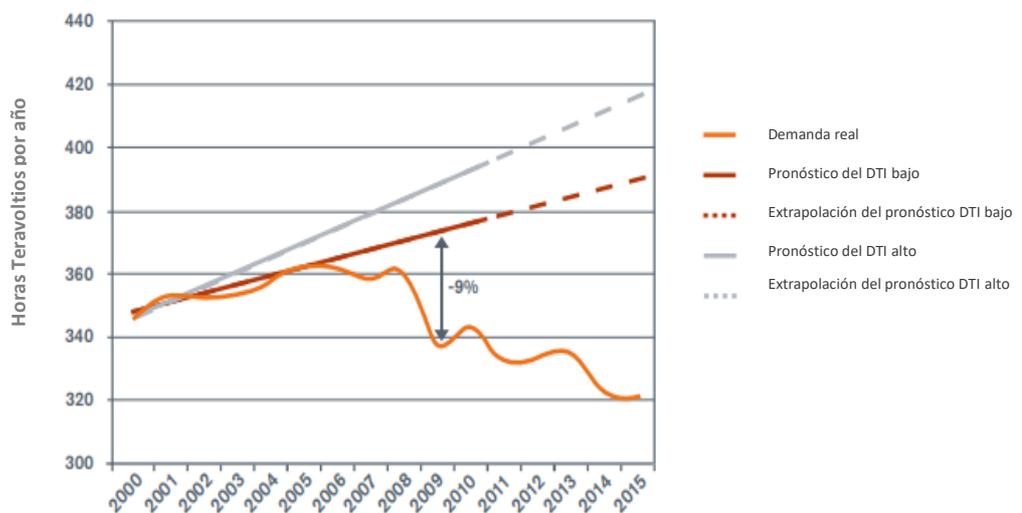
Sin embargo, en paralelo, en el 2008 se aprobó la Ley de Cambio Climático del Reino Unido el cual proporcionó una base para entregar asesoría formal desde el Nuevo Comité de Cambio Climático (CCC) y la introducción de presupuestos de carbono multianuales.²² El Comité inmediatamente recomendó que todo central de carbón nuevo debiera estar reacondicionado y operando con tecnología de captura y

debido a que las emisiones durante la vida de las nuevas centrales de carbón no serían compatibles con los nuevos presupuestos de carbono.²³ Esto fortaleció aún más la campaña creciente de la sociedad civil en contra de nuevas centrales de carbón y enfatizó la importancia de la Competencia CCS del gobierno del Reino Unido que se había lanzado el 2007.²⁴

Posteriormente, en el año 2009, el gobierno laborista de entonces anunció una política de ‘ninguna central eléctrica de carbón nuevo sin CCS’²⁵ y se comprometió con fondos adicionales para proyectos de CCS, incluyendo para los estudios de ingeniería que se desarrollaban en dos proyectos de licitación.²⁶

Finalmente, no se construyeron nuevas centrales eléctricas de carbón. La propuesta de E.ON de construir una nueva central de alta eficiencia en Kingsnorth (incluyendo una unidad de demostración CCS) atrajo oposición pública significativa; el nuevo Gobierno de la Coalición no estaba dispuesto a comprometer fondos de capital adicionales para demostrar la tecnología CCS a escala tras la crisis financiera y las elecciones del 2010; y las condiciones regulatorias y de mercado cada vez más difíciles redujeron el apetito de las compañías de energía para realizar importantes inversiones comerciales en centrales eléctricas. Es importante destacar que la demanda de electricidad disminuyó después de la crisis financiera y siguió bajando gracias al impacto del aumento de las políticas de eficiencia energética, lo que redujo significativamente la necesidad de nueva capacidad, como se muestra en la Figura 9.

Figura 9: Pronósticos de la demanda eléctrica comparado con la demanda real



Los pronósticos de la demanda eléctrica son del documento sobre Electricidad del Departamento de Comercio e Inversiones (DTI) del RU, Pg 68. Pronósticos del 2010 en adelante. Son una extrapolación de la tendencia presentada entre 2000 – 2010. La demanda es la demanda del nivel de transmisión y se ha actualizado utilizando información de DUKES

Fuente: Ofgem 2016 serie ‘Future Insight’

3.1.5 Señales de mercado necesarias

Paralelamente, las preocupaciones políticas sobre el nivel de los precios minoristas de la energía en el Reino Unido y la reducción de los márgenes de rentabilidad para las empresas de energía en toda Europa como resultado del aumento de los niveles de competencia, llevaron al Gobierno a concluir que no era apropiado confiar en los balances de las grandes compañías energéticas para entregar las inversiones necesarias en la generación de bajas emisiones de carbono. En su lugar, se decidió introducir un nuevo conjunto de acuerdos comerciales diseñados para dirigir las decisiones de inversión y aplicar la política del Gobierno. La "Reforma del Mercado Eléctrico" (EMR) se inició después de las elecciones generales del 2010, reuniendo incentivos para la generación baja en carbono con un aumento de los precios del carbono para las centrales eléctricas existentes. Esto se analiza en la Sección 3.2.

Las regulaciones cada vez más severas de los precios minoristas de la electricidad han socavado la lógica de los modelos de negocios integrados verticalmente y ahora no existe la posibilidad de que los costos de las inversiones en generación puedan traspasarse a los clientes si no son competitivos en costos con otras fuentes de generación.²⁷ En consecuencia, se ha vuelto difícil justificar cualquier inversión importante en generación sin algún tipo de flujo de ingresos regulado a largo plazo. Cualquier inversión que no se beneficie de apoyo a la renta regulado debe tener un rendimiento muy rápido, lo que refleja la percepción de incertidumbre entre los inversores.

Esta situación ha resultado en que el gobierno tiene una fuerte influencia directa sobre las decisiones de inversión clave que enfrentan los propietarios actuales y potenciales de la capacidad de generación. Esto incluye la elección que enfrentan los propietarios de una central a carbón de invertir para extender su vida útil, convertirla a un combustible alternativo o cerrarla.

3.1.6 Empuje y atracción – estrategias de las empresas de energía y vida útil de centrales de carbón

En los primeros años de la década del 2000, se retiraron algunas centrales de carbón, lo que eliminó la capacidad de generación resultando en que se mantuvieran precios de mercado más altos. Posteriormente, sin embargo, las estrategias competitivas convergentes de las empresas de energía buscaron mantener las centrales eléctricas de carbón en operación como parte de sus carteras generadoras hasta el punto en que se debieron realizar inversiones significativas (debido a que la antigüedad de las centrales provocaba fallas tecnológicas) o se impusieron estas inversiones (como resultado de la regulación ambiental para reducir la contaminación aérea), lo que analizamos más abajo.

Algunas de las empresas de energía más importantes consideraban que tenían una ventaja competitiva debido a su experiencia en construir y operar centrales de electricidad de carbón. Esto se combinó con la inercia

‘competitiva’ de todo el mercado mayorista y llevó a que las empresas de energía buscaran mantener la generación de carbón en la mezcla. Este camino no fue viable debido a una combinación de la presión de la sociedad civil, la caída de la demanda general de electricidad y la introducción de un precio por las emisiones de CO₂.

En general, las estrategias comerciales de las empresas de energía más relevantes estaban principalmente centradas en ‘no perder’ mediante la mantención de una cartera de opciones de generación, resultando en enfoques paralelos similares donde todos buscaban mantener las centrales de carbón operando. Al contrario, generalmente las generadoras independientes asumieron una perspectiva más emprendedora hacia el futuro de las centrales de generación a carbón, que es lo que analizamos en los estudios de casos de conversión de centrales más adelante.

3.2. Regulación de emisiones: contaminación aérea y CO₂

3.2.1 Lluvia ácida

Durante los años 80 y 90, la principal preocupación sobre la contaminación producida por las centrales eléctricas de carbón se relacionó a las emisiones de óxidos nitrosos (NO_x) y óxidos sulfurosos (SO_x), estos últimos gases responsables de las precipitaciones acidificadas en los países vecinos, especialmente en Escandinavia.

Los reguladores ambientales desarrollaron un programa de estándares de emisiones continuamente actualizados basados en el "principio BATNEEC" (la mejor tecnología disponible sin costos excesivos). Esto implicó un proceso de negociación entre los reguladores y las compañías de generación de energía para identificar la inversión que podría justificarse en función de los requisitos futuros para la generación de carbón. A lo largo de la década de los 90, este proceso estuvo estrechamente alineado con los contratos de carbón negociados por el Gobierno y el programa asociado de cierre de minas y centrales eléctricas. Los costos de implementación de la desulfuración de gases de combustión (FGD,) se integraron en el proceso de privatización, pero posteriormente no se entregaron en su totalidad (pero sin ninguna recuperación de fondos al erario público).²⁸

Como consecuencia de esto, las centrales eléctricas Drax y Ratcliffe fueron equipados con la tecnología de lavado FGD para combatir las fuentes de lluvia ácida. Sin embargo, solo se ajustaron 6GW de FGD en general, en comparación con los 12GW previstos originalmente. Otras centrales eléctricas optaron por cambiar las prácticas operativas (por ejemplo, la fuente de combustible) para reducir las emisiones, mientras que algunas se cerraron. La reducción en el consumo de carbón doméstico con alto contenido de azufre y el crecimiento tanto del carbón importado como de la generación de gas ayudaron a reducir las emisiones sin requerir controles de contaminación. Las revisiones de la

experiencia reguladora del Reino Unido han señalado la inclusión de múltiples flexibilidades que ayudaron a los operadores de planta en lugar de priorizar los resultados ambientales.²⁹ Esto retrasó la inversión en FGD, lo que resultó en un apresuramiento posterior para cumplir con las normas hacia fines de la década del 2000.

3.2.2 Directiva sobre Grandes Instalaciones de Combustión y Directiva de Emisiones Industriales

La siguiente iteración del enfoque regulatorio resultó en el cierre de una importante capacidad de energía de carbón en el período 2010-2015 luego de la aplicación de estándares de contaminación progresivamente más estrictos a todas las centrales eléctricas de carbón a partir del 2008.

Como parte del proceso para alinear los estándares ambientales en toda la UE, se armonizaron los enfoques nacionales para regular las emisiones de gases distintos al carbono en una sola legislación de la UE: la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (LCPD), que se introdujo el año 2001. Esta legislación continuó el proceso de mejoras incrementales en los estándares ambientales a través de una serie de mejoras. El conjunto final de estándares de las instalaciones definidos por el LCPD tenía que implementarse antes del 2015 y, en esta etapa, requería que todas las instalaciones que pretendían operar después del 2015 se ajustaran a la tecnología FGD o una tecnología equivalente. Dados los plazos necesarios para planificar e instalar las mejoras, los propietarios de las centrales eléctricas tuvieron que comprometerse a cumplir con estas nuevas normas antes de que se hiciera evidente el impacto de la recesión económica del 2008-09 en los precios del gas, y antes que el gobierno tomara la decisión de introducir el mecanismo de apoyo a los precios del carbono (CPS). A pesar de que 8GW de centrales de carbón decidieron cerrar en el período entre 2012 y 2015 debido a las nuevas normas, se modernizaron 19GW de capacidad que se mantuvo en operación hasta fines del 2015.

En el 2016, el LCPD se incorporó a la Directiva de Emisiones Industriales (IED) y este cambio se asoció con estándares de emisiones más estrictos que exigirían su cumplimiento para el 2020. La Tabla 1 proporciona detalles sobre los Valores Límites de Emisiones respectivos requeridos bajo las diferentes olas de regulaciones para las centrales eléctricas de carbón que habían comenzado sus operaciones antes del 1987. También se introdujeron estándares de emisiones más estrictos para las nuevas centrales eléctricas. Más recientemente, se han introducido estándares para la disminución del mercurio en el proceso BREF, aplicables desde el 2021.

Tabla 1: Niveles de emisión aplicables a centrales de electricidad de carbón duro > 300MW termal³⁰

Todas las unidades están en mg por metro cúbico de gas combustible excepto el mercurio (microgramos)				
	Antes del 2016 (2001 LCPD)	Límites IED 2016	Límites BREF 2021	Mejor tecnología disponibles (BAT)
SO ₂	400	200	130	10
	<ul style="list-style-type: none"> O tasa de DeSO₂ > 94% O 'derogación de carga máxima' hasta 800 	<ul style="list-style-type: none"> O DeSO₂ rate > 96% O 'derogación de carga máxima' hasta 800 	<ul style="list-style-type: none"> O para tasa de DeSO₂ > 97% y máx. 320 (FGD existente) O > 99% tasa de DeSO₂ y máx. 200 (FGD nuevo) O 'derogación de carga máxima' hasta 220 	<ul style="list-style-type: none"> (cuando se usa carbón bajo en azufre con FGD húmedo)
NO _x	500	200	150	65
	<ul style="list-style-type: none"> O 'derogación de carga máxima' hasta 600 Para combustible sólido de baja volatilidad hasta 1200 	<ul style="list-style-type: none"> O 'derogación de carga máxima' hasta 450 	<ul style="list-style-type: none"> O 'derogación de carga máxima' hasta 340 	
Polvo	50	20	8	2
	<ul style="list-style-type: none"> Hasta 100 en casos de Viejas centrales que queman combustibles sólidos desfavorables 	-	<ul style="list-style-type: none"> O 'derogación de carga máxima' hasta 14 	-
Mercurio	-	-	4µg HC	<1µg
Eficiencia eléctrica neta	<ul style="list-style-type: none"> Ninguno 	<ul style="list-style-type: none"> Opcional debido al ETS 	<ul style="list-style-type: none"> 45-46% ("nuevas" unidades) 75-97% 	<ul style="list-style-type: none"> 45-46% ("nuevas" unidades) 75-97%
Utilización de combustible total neto (CHP)				
Nota: FGD = Desulfuración de gases de combustión; DeSO ₂ = Tasa de desulfuración; carga máxima= funcionando a menos de 1.500 horas/año				

Fuente: Actualizado de Sandbag (2016) Levantando la nube oscura de Europa

Las reducciones requeridas en las emisiones de NOx según el IED fueron particularmente significativas en la medida en que las primeras CCGT tampoco cumplían con los requisitos y enfrentaban decisiones sobre si debían reacondicionar o cerrar. Solo dos centrales eléctricas de carbón (Drax y Ratcliffe) cumplían (o podían cumplir a bajo costo) con los estándares del IED y Drax ya había tomado la decisión estratégica de distanciarse del carbón (ver caso de estudio en Anexo 1.).

Si bien algunas de las otras centrales eléctricas de carbón conservaron inicialmente la opción de reacondicionar sus instalaciones, la combinación de baja demanda, precios bajos del gas y el CPS pronto dejó en claro que no existía una justificación económica para realizar las inversiones necesarias sin un apoyo financiero adicional. Había cierta expectativa de que el mecanismo de capacidad (que se introdujo como parte de las reformas del mercado eléctrico) proporcionaría los ingresos adicionales necesarios. Sin embargo, esto no ocurrió, dado que los márgenes de capacidad se han mantenido saludables; el precio de la capacidad ha permanecido proporcionalmente bajo; y se introdujeron estándares de eficiencia más estrictos para garantizar que las centrales eléctricas más antiguas no pudieran obtener contratos de 15 años ya que estos debían ser respaldados por inversiones bajo los sistemas de control de contaminación requeridos por ley.³¹

Como veremos más adelante, el Gobierno del Reino Unido decidió, en el período previo a la conferencia sobre el clima de París de la CMNUCC a fines del 2015, anunciar una fecha de finalización de la generación de electricidad generada a partir del carbón sin captura de carbono (es decir, donde las emisiones de CO₂ pueden entrar en la atmósfera) para el 2025.³² Esta importante declaración reforzó la decisión de la mayor parte de la flota de carbón del Reino Unido de no invertir para mejorar sus centrales para el 2020, sino de maximizar las vidas operativas según el éxito en el mercado de capacidad, y, si fuera necesario, estableciendo la excepción de solo operar durante las horas de mayor consumo.

3.2.3 Comercio de emisiones para la reducción del CO₂

Si bien el concepto de asignar permisos comerciables para emitir dentro de un límite global de reducción se había aplicado para hacer frente a la lluvia ácida en el sistema eléctrico de EE. UU., el enfoque no se había adoptado en el Reino Unido. Sin embargo, como la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ se hizo evidente a principios de siglo, el comercio de emisiones se seleccionó como el mecanismo regulador preferido para abordar los gases de efecto invernadero en el sector energético. Los reguladores se centrarían en establecer el límite apropiado para aplicar a las emisiones totales, dejando a las compañías de generación con total flexibilidad para lograr las reducciones necesarias al menor costo. Además, los permisos de emisiones podrían asignarse a las empresas de generación sin cargo en función de los requisitos de generación esperados. Esto reflejó la filosofía que sustenta las negociaciones de BATNEEC, ya que permitió que las compañías de generación invirtieran para cumplir con los requisitos de generación planificados.

El comercio de emisiones se puso a prueba inicialmente en el Reino Unido entre el 2002 y 2005 antes de la introducción del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (EU ETS) en el 2005. Esto ha significado tres fases de desarrollo (2005-2007, 2008-2012, 2013-2019). Se permitió la asignación

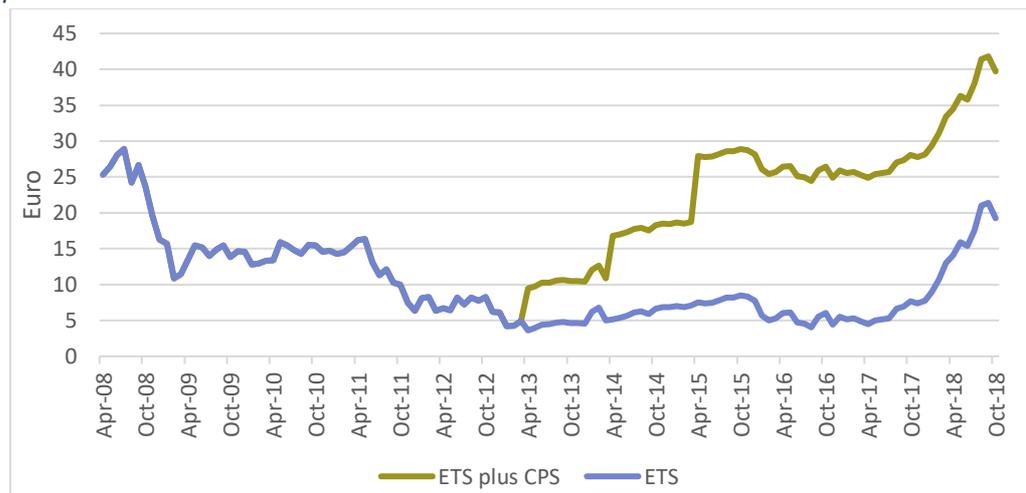
gratuita de permisos a los generadores de energía eléctrica durante las dos primeras fases.

El costo de las emisiones de carbono aumenta con la escasez de los permisos negociables y, por lo tanto, dependen del nivel de tope total. Los responsables de la formulación de políticas en Europa fueron más cautelosos en el establecimiento de este límite y no previeron el impacto de la recesión económica del 2008-2009 en la demanda de electricidad.

Como resultado, los precios EU ETS se mantuvieron bajos (como se muestra en la Figura 10) y no tuvieron una influencia relevante en la economía relativa de la generación eléctrica a partir del carbón y el gas. Más recientemente, la UE ha introducido medidas para abordar la sobre asignación de permisos y los precios han empezado a subir antes de la cuarta fase del esquema cuyo inicio está programado para el 2020.

El bajo nivel del precio del carbono en la UE fue un factor clave detrás de la introducción del mecanismo de apoyo al precio del carbono del Reino Unido (UK CPS) en el 2013 como parte de la agenda de la Reforma del Mercado Eléctrico. Esta política introdujo un impuesto sobre los combustibles fósiles utilizados para la generación de energía y fue diseñado para replicar el impacto de un precio del carbono que no cayera por debajo de un nivel previamente especificado. Si bien el precio mínimo no ha escalado tanto como se había previsto originalmente, ha creado un costo adicional significativo para los generadores de energía que funcionan con combustibles fósiles, en particular el carbón. El costo combinado del carbono de la EU ETS y UK CPS se muestra en la Figura 10.

Figura 10: Fijación de los precios de carbono en el RU: Precio EU ETS más apoyo a los precios del carbono del Reino Unido desde el 2013

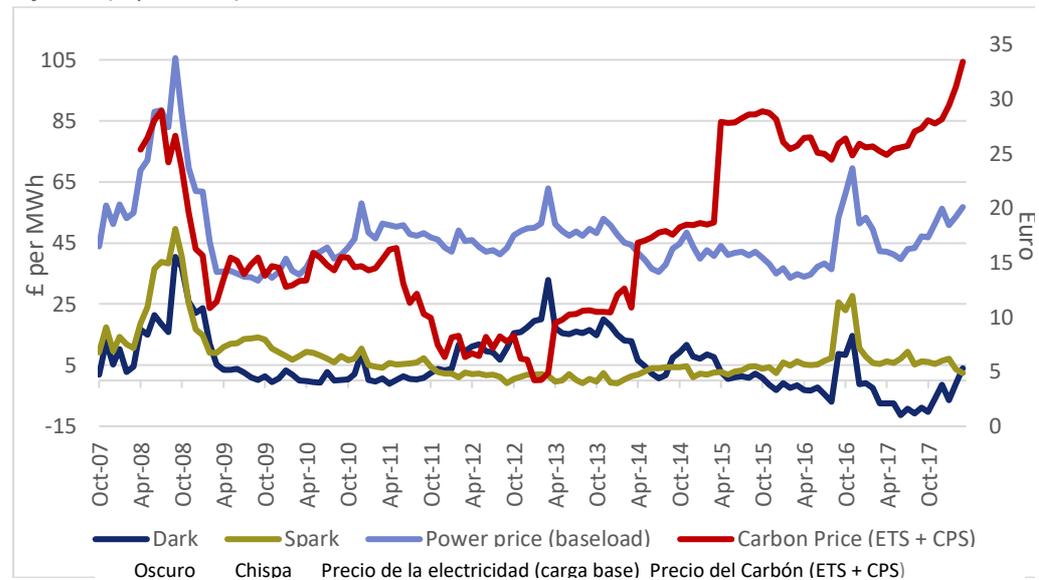


Fuente: Varias Fuentes de Sandbag

Esto, a su vez, ha tenido un impacto importante en la economía relativa de las centrales eléctricas de carbón y de gas. La Figura 11 ilustra cómo el aumento

en el precio del carbono (rojo - eje derecho) produce mayores márgenes de rentabilidad para la generación a gas ("chispa"/oro), por sobre las del carbón ("oscuro"/azul oscuro). Cabe notar que el aumento del costo del carbono y el cambio en el perfil de generación que produce, tiene un impacto muy marginal en los precios de la energía en general (azul claro). Hay otros factores que tienen una influencia más fuerte que los cambios en los precios del carbono. En el Reino Unido, son las CCGT las que establecen el precio de mercado y que influyen en los precios mayoristas subyacentes del gas.

Figura 11: Comparación de costos de generación de carbón y gas desde el 2002 hasta la fecha (£ por MWh)



Fuente: Ofgem 2018

3.2.4 Reforma del mercado de electricidad y mecanismos de apoyo a las emisiones bajas de carbono

El nuevo régimen para el comercio de electricidad se desarrolló durante el período 2008-2012 y se introdujo el 2013. Incluía medidas destinadas a restringir progresivamente el uso de las centrales con altas emisiones de CO₂ (apoyo a los precios del carbono y estándares de rendimiento de emisiones) y medidas para apoyar inversiones en energías renovables y centrales de gas (incentivando con tarifas de alimentación y un mecanismo de capacidad).

Esta combinación de medidas buscaba garantizar que el Reino Unido pudiera descarbonizar el sector eléctrico sin comprometer la seguridad del suministro. En el contexto del crisis financiero y el deseo de no subir los precios de energía, el gobierno adoptó una forma más laxa de la norma de rendimiento de emisiones (de modo que inicialmente solo se aplicaba a las nuevas centrales eléctricas de carbón que pudieran construirse con CCS). Adicionalmente, el apoyo al precio del carbón no se incrementó según lo previsto originalmente,³³ quedando congelado a 18 libras por tonelada.

Paralelamente, el gobierno del Reino Unido introdujo una serie de medidas para alentar la inversión en tecnologías de baja emisión de carbono en las categorías de energías renovables, nuclear y CCS. Esto resultó en el análisis, plan piloto y, posteriormente, las decisiones comerciales de invertir (o no) en proyectos de reducción de emisiones en centrales eléctricas de carbón. Se pusieron a disposición dos incentivos "bajo en carbono" de alto nivel. Uno para incentivar a los operadores que podrían inicialmente quemar biomasa con carbón, convirtiéndose en un incentivo para la conversión total a la quema de biomasa en lugar de carbón. La segunda vía era instalar la tecnología CCS para eliminar el CO₂ antes o después de la quema de combustibles. Se analizan estas opciones con mayor detalle en los Cuadros 1 y 2 más adelante.

3.2.5 Anunciando la eliminación gradual del carbón en el Reino Unido

Antes de las elecciones generales del 2015, cada uno de los líderes de los tres principales partidos políticos firmó un compromiso para mantener el liderazgo del Reino Unido en materia de cambio climático, que incluyó la identificación de la necesidad de una mayor descarbonización del sector energético del Reino Unido y una referencia al rol particular del carbón.³⁴

Posteriormente, el nuevo gobierno conservador se embarcó en una serie de cambios en la política energética. En noviembre del 2015, el entonces Secretario de Estado de Energía y Cambio Climático, Amber Rudd, pronunció un discurso importante sobre las prioridades energéticas del gobierno y anunció que el Reino Unido se comprometería a concluir una eliminación gradual de la generación de carbón sin captura de emisiones³⁵ antes del 2025.³⁶ Posteriormente se ha consultado sobre este compromiso³⁷ y se reafirmó después de las elecciones generales del 2017. Los detalles de políticas y legislación propuesta fueron publicados en enero del 2018.³⁸

El anuncio del compromiso de la política de eliminación gradual del carbón del Reino Unido reflejó un cambio paulatino en la suposición de que las viejas centrales de carbón serían reemplazadas por nuevas centrales de carbón. Tanto el gobierno como la industria reconocieron que no habría inversión en CCS en la generación de electricidad a partir del carbón, lo que significa que solo ahora se puede visualizar claramente un camino para el cierre de las centrales eléctricas de carbón que aún quedan en el Reino Unido. Si bien las compañías de servicios públicos continúan enfocándose en maximizar el rendimiento económico de sus centrales generadoras antes de su retiro, el gobierno reconoció que era necesario anticipar las fechas de cierre y permitir una vía de inversión sin problemas para la capacidad de reemplazo con fuentes más limpias de generación de electricidad. Como consecuencia, la política de eliminación gradual del carbón se presentó como un medio para proporcionar visibilidad nacional en la escala de la oportunidad de inversión y una señal internacional positiva de compromiso con impulsar acciones para combatir el cambio climático.

3.2.6 Empuje y atracción – control de la contaminación e incentivos económicos

La introducción de regulaciones para el control de la contaminación y la fijación de precios del carbono sirvieron como factores de empuje que motivaron hacia una reducción en la generación de las centrales eléctricas de carbón y/o el cierre de unidades que no cumplían con las normas y que estaban envejeciendo. El compromiso del gobierno con la eliminación gradual del carbón para el año 2025 también cumple este rol al brindar claridad sobre el contexto del mercado a futuro.

En contraste, la disponibilidad de pagos al mercado de capacidad ha proporcionado un factor de atracción que ha alentado a algunas centrales eléctricas a continuar sus operaciones durante más tiempo antes del cierre (sin que se produzcan mejoras significativas en los controles de contaminación que permitan continuar las operaciones más allá del 2020). De manera similar, la disponibilidad de subsidios para la conversión y combustión conjunta de carbón con biomasa ha sido un factor de atracción que ha producido un cambio sustancial de la capacidad para las existencias de combustible de biomasa. La disponibilidad previa de incentivos CCS a través de dos procesos competitivos no fue suficiente para asegurar la inversión en CCS.

En general, estas intervenciones regulatorias y (des)incentivos del mercado han sido necesarias para superar los instintos de las empresas de energía que de otra manera habrían intentado continuar con la operación de las centrales eléctricas de carbón el mayor tiempo posible sin realizar inversiones sustanciales. Si bien la avanzada edad de las centrales eléctricas de carbón del Reino Unido habría resultado en una eventual eliminación gradual, la experiencia de las últimas décadas ha demostrado que esto no se habría realizado en una escala de tiempo alineada con los compromisos de cambio climático del Reino Unido y los presupuestos de carbono.

Cuadro 1: Subsidios de biomasa y conversión de centrales

El Esquema de Obligación Renovable (RO) se introdujo por primera vez en 2002 para fomentar la inversión en tecnología renovable. Esto se aplicó a la combustión conjunta de carbón con biomasa o la conversión completa a combustible de biomasa. Los proveedores de energía debían comprar una cierta proporción de electricidad "renovable" y esto, por lo tanto, permitía exigir un precio más alto.

El Esquema de Obligación Renovable fue reemplazado (después de un período de operación paralela) por el mecanismo de alimentación en tarifa (FiT) introducido como parte de las reformas del mercado eléctrico en 2013. El subsidio de FiT no se hizo disponible para la combustión conjunta de carbón con biomasa, pero sí se concedieron los primeros contratos de FiT para la conversión de biomasa en las centrales Drax y

Lynemouth. Desde entonces, no se han reservado fondos para respaldar centrales eléctricas de biomasa en el futuro (ya sea de conversión o de nueva construcción) y Drax convirtió su cuarta unidad a un costo menor por debajo del límite para lograr apoyo con subsidios. Los subsidios a la biomasa existentes están programados para finalizar el 2027. El Director Ejecutivo de Drax, Will Gardiner, destacó que apuntan a reducir los costos de generación de biomasa desde los actuales ~ 75 £ / MWh a ~ 50 £ / MWh para esa fecha.³⁹

Inicialmente, la combustión conjunta de biomasa con carbón en varias centrales eléctricas proporcionó un cierto apoyo para ingresos a corto plazo a los operadores de centrales de carbón, pero finalmente fue un camino infructuoso, ya que no era un medio para extender la vida útil de la central. La experiencia operacional temprana de la biomasa también fue deficiente, ya que tanto Tilbury como Ironbridge experimentaron incendios significativos debido a la volatilidad del material de la biomasa.

La conversión completa a biomasa ofreció la posibilidad de un aumento en el plazo operacional, particularmente porque la biomasa tiene una clasificación cero de CO₂, lo que brinda un beneficio competitivo que ayudó a compensar el aumento en los costos de combustible.

Sin embargo, en los últimos años, las campañas de la sociedad civil contra el uso de biomasa han sido cada vez más activas debido a las preocupaciones sobre el impacto ambiental negativo de la producción de astillas de madera,⁴⁰ el impacto climático real de la quema de biomasa sin captura de emisiones de carbono,⁴¹ y el alto costo financiero de los subsidios de biomasa en comparación con aquellas aportadas a otras tecnologías renovables.⁴²

Recientemente, el CCC ha reconocido estas preocupaciones al publicar un informe en noviembre del 2018 que evalúa el uso de la biomasa en el Reino Unido.⁴³ Afirma que el uso de la biomasa necesita una política más estricta y debe cesar al final de los contratos de subsidio existentes, a menos que las centrales eléctricas incluyan CCS. La CCC recomienda que solo se debe dar prioridad al uso más beneficioso de la biomasa: a saber, bloquear el CO₂ mediante "emisiones negativas".

4. VISIÓN GENERAL DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE CARBÓN EN EL REINO UNIDO Y LAS DECISIONES RELACIONADAS A LA CONVERSIÓN / CIERRE.

En esta sección entregamos un gráfico de la línea de tiempo y una tabla adjunta con información sobre todas las centrales de carbón en el Reino Unido en funcionamiento desde el año 2000. Nos hemos basado en distintas fuentes de dominio público para recopilar una visión general de las opciones principales tomadas por los operadores de las centrales eléctricas.

La entrega una visión general de las 21 centrales de generación eléctrica operando desde el 2000 y se identifican cada una de las 76 unidades de generación. Esto identifica los tiempos de las principales decisiones de inversión y la modernización tecnológica (o la falta de ello) que han contribuido a su operación continua y / o retiro. La Figura 12 entrega las claves y una explicación de los símbolos utilizados.

Figura 12: Claves para la Figura 13 en la siguiente página

Clave	Significado
	Cerrado
	Funcionando
	Tentativo
	En marcha
	Conversión de biomasa
	Conversión de residuos
	Incendio de central
	Unidad con combustible alternativo en el sitio
	Equipado con sistema mejorado de inyección de aire de sobre fuego
	Equipado con tecnología de Desulfuración de gases de combustión
	Propuesta de construcción de nueva central (Nótese que no hubo nuevas construcciones)
CCS	Propuesta de proyecto CAC
£	Se asegura contrato de mercado de capacidad
x	No se asegura un contrato de mercado de capacidad
-	Actualmente sin contrato de mercado de capacidad, podría licitar nuevamente
	Se propone construcción de central de gas

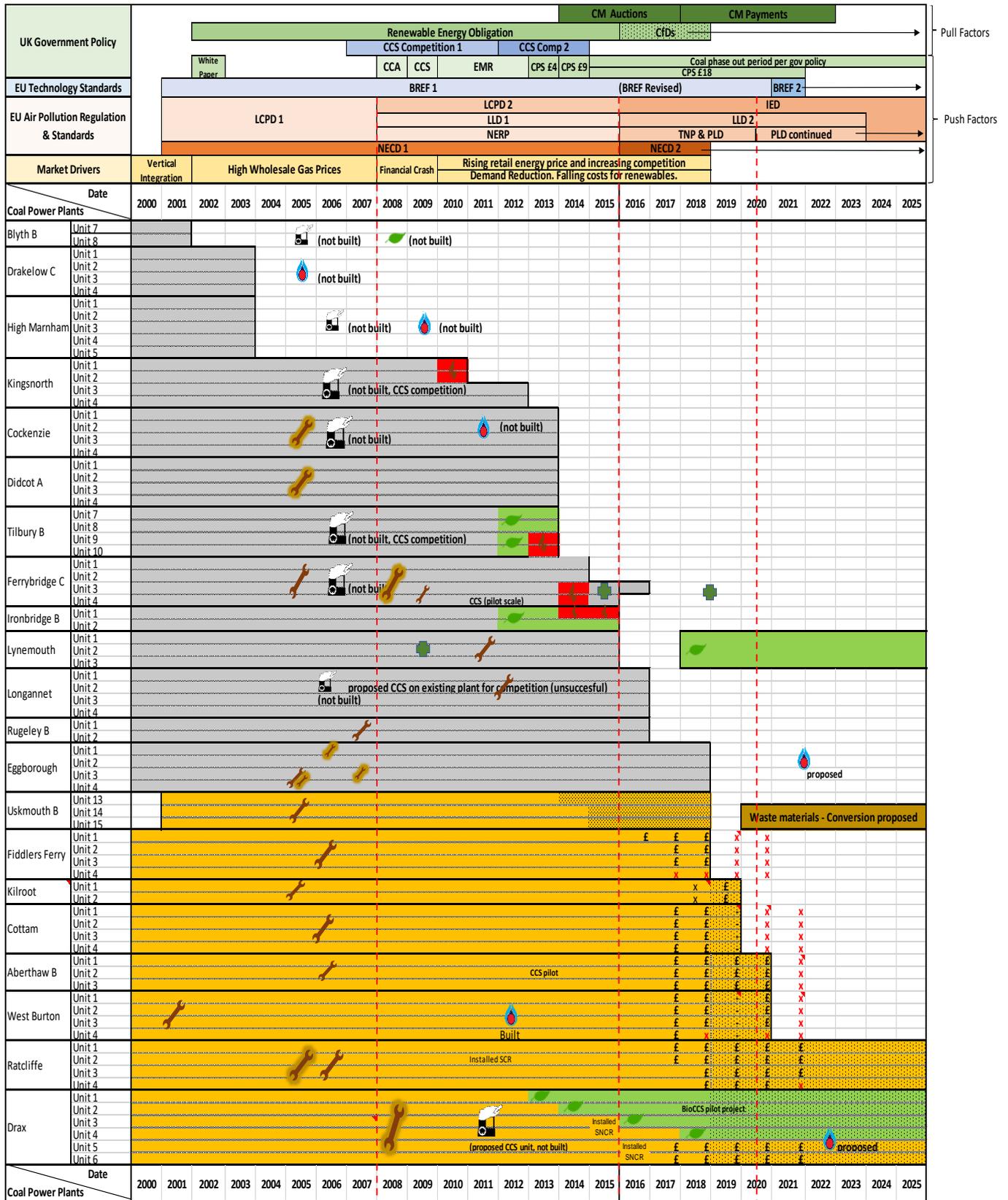
Fuente: Análisis de E3G

cómo la operación de un activo físico de una central eléctrica puede continuar sin interrupciones a través de cambios en la estrategia corporativa o estructuras comerciales.

La Figura 13 también identifica los marcos de tiempo relevantes para los elementos específicos de los factores de empuje y atracción analizados en la Sección 3. Esto permite considerar cómo sus marcos de tiempo asociados han contribuido a las decisiones de los operadores con respecto a los retiros, modernizaciones y reemplazos de las centrales de carbón. Analizamos estas dinámicas más adelante.

La tabla del Anexo 3 complementa la al entregar mayor detalle sobre las decisiones tomadas para cada central eléctrica de carbón sobre si debiera modernizar o seguir el camino hacia el retiro. También hace un seguimiento de los cambios en la propiedad, destacando

Figura 13: Visión general de las centrales de generación eléctrica en el Reino Unido desde el 2000



Fuente: Análisis E3G

Predominan los cierres, las conversiones son minoría

En el año 2000, 21 centrales eléctricas de carbón operaban en el Reino Unido, compuestas por 76 unidades generadoras y un total de capacidad instalada de 33GW. La Figura 13 y la Tabla 2 proporcionan conjuntamente una visión general de la evolución de la flota de carbón del Reino Unido desde esa fecha. En primer lugar, establecimos los detalles principales de los cierres, las conversiones y la operación continua de las centrales eléctricas durante este período. Luego comentamos los impulsores detrás de estas decisiones y las implicaciones futuras.

Cierre de 13 centrales eléctricas

Hasta octubre del 2018, 13 de estas centrales eléctricas de carbón se habían cerrado completamente, más cuatro unidades de Drax que se convirtieron para quemar biomasa. Esto significa que un total de 50 unidades con un total de 21GW de capacidad instalada ha cesado la generación a partir del carbón. Esto ha significado una reducción del 61% en el número de centrales eléctricas, del 64% en el número de unidades y del 64% en la capacidad instalada en comparación con el año 2000.

Estas 13 centrales de electricidad a carbón han considerado y/o implementado una serie de estrategias:

- > Siete consideraron la construcción de una nueva central eléctrica de carbón en el sitio (al menos dos de ellos hubiesen integrado algún elemento CCS), pero no hubieron nuevas construcciones.
- > Tres consideraron la construcción de una nueva central eléctrica a gas en el sitio, pero no hubieron nuevas construcciones.
- > Dos probaron con la conversión a biomasa (Ironbridge y Tilbury) pero experimentaron incendios significativos y posteriormente dejaron de operar y cerraron sus centrales.
- > Una consideró la adaptación a CCS a la central de energía existente (Longannet), pero el proyecto no se realizó luego de una decisión del gobierno del Reino Unido de no brindar apoyo financiero.
- > Una ha construido unidad de combustible alternativo (residuos) más pequeña en el sitio (Ferrybridge), que ahora planea construir una segunda unidad.
- > Una está actualmente cerca de completar una conversión a biomasa (Lynemouth). Vea el Anexo 2 para más detalles.
- > Una está buscando asegurar un contrato de capacidad de mercado que le permita construir un nuevo CCGT en el sitio. (Eggborough).

8 centrales eléctricas aún siguen en funcionamiento

Hasta octubre del 2018, aún existen 8 centrales de carbón en el Reino Unido que siguen con algún tipo de operación. Estas centrales contienen 26 unidades, totalizando 12GW de capacidad instalada. Entre estas centrales:

- > Una ha construido una central eléctrica CCGT en el sitio (West Burton).
- > Una se ha cerrado y reabierto varias veces (Uskmouth) y ahora propone convertir a quema de pellets de residuos. Vea la Sección 7 más adelante.
- > Una propuso la construcción de una nueva unidad de CCS de carbón dedicada en el sitio (Drax) pero el proyecto se canceló. En su lugar, ahora propone convertir las dos últimas unidades de carbón restantes para que se conviertan a CCGT, junto con la inversión en baterías de almacenamiento. Vea la Anexo 1 más adelante.

Aparte de Drax y Uskmouth, las centrales restantes no han anunciado planes para el desarrollo o conversión futura. Comprendemos que existe planificación interna y se están considerando distintas opciones.

Tres olas de cierres

Al considerar los tiempos y las interacciones de los impulsores de empuje y atracción en la Figura 13, pudimos identificar tres olas de cierres de centrales de carbón desde el año 2000.

Ola 1 – inicio de los años 2000

Tres centrales de carbón cerraron en el período 2001-03. Estos cierres fueron principalmente por razones comerciales, lo que refleja la antigüedad relativa de las centrales eléctricas y un objetivo estratégico más amplio de mantener un alto costo mayorista de la electricidad en el período posterior a la privatización. Los cierres también se dieron en un período de cambio en la industria con esfuerzos posteriores para reducir costos y administrar carteras de generación.

Ola 2 – 2010-15

Siete centrales de carbón cerraron durante este período (más Uskmouth, que posteriormente reabrió bajo un propietario distinto). El principal impulsor de la mayoría de estos cierres fue la decisión de tomar la Exención por Vida Útil Limitada (LLD) (de un máximo de 20.000 horas de operación) en lugar de modernizar para cumplir con los estándares de contaminación requeridos en el segundo período de la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (LCPD).

En cambio, la fecha límite del 2008 para cumplir con los estándares de LCPD tuvo éxito al obligar a los operadores de centrales eléctricas a instalar controles de contaminación, y la mayoría de las centrales que estaban

operativas al momento optaron por hacerlo. Esto dio lugar a una 'carrera por reacondicionar' antes del 2008, visible en la Figura 13.

Ola 3 – 2015-2018+

En la actual ola de cierres, tres centrales eléctricas se han cerrado hasta el momento debido a la combinación del empeoramiento de la economía de la central y los costos de reacondicionamiento inminentes en virtud de la nueva Directiva de Emisiones Industriales (IED) si fueran a continuar las operaciones. Eggborough optó por tomar la opción LLD, pero utilizó muy pocas de las 17.500 horas disponibles antes de cerrar en 2018. Longannet y Rugeley tenían opciones para continuar operando bajo el TNP, pero enfrentaron pérdidas económicas y cerraron en 2016. Los análisis de mercado de esa fecha destacaron la combinación de la caída de los precios de la electricidad y el aumento de los costos del carbono que redujeron radicalmente la rentabilidad de las centrales eléctricas de carbón.⁴⁴

De manera similar, dos centrales eléctricas de carbón (Eggborough y Fiddlers Ferry) anunciaron el cierre en 2016, pero luego continuaron operando temporalmente al recibir contratos adicionales de capacidad y servicios auxiliares.⁴⁵ Eggborough cerró posteriormente, mientras que Fiddlers Ferry es la central con más probabilidades de cerrar próximamente después de que finalice su contrato de capacidad actual el 2019.

La central eléctrica Kilroot en Irlanda del Norte no consiguió un contrato de capacidad en la subasta del mercado eléctrico irlandés a principios del 2018. El propietario de la central AES anunció que probablemente cerraría, pero esto ha sido pospuesto por otro año después de un intercambio de contratos por potencia.⁴⁶

En particular, los operadores de planta han tratado de mantener sus opciones abiertas bajo el IED tomando la ruta TNP en lugar de comprometerse a cerrar bajo el LLD. Esto refleja el recibo potencial de los pagos del mercado de capacidad y la opción de tomar la Excepción de Carga Máxima (de <1.500 horas al año) como un medio para extender la vida operativa.

De cara al futuro, es probable que solo Ratcliffe y Drax puedan cumplir con los límites de IED a partir del 2020, e incluso estas centrales podrían requerir modernizaciones adicionales para cumplir con los nuevos estándares BREF en 2021. Todas las demás centrales eléctricas necesitarán instalar controles de contaminación, o cerrar completamente o tomar la ruta PLD para el año 2020.

Estas decisiones sobre seguir operando o cerrar dependen ahora del éxito o fracaso relativo de las centrales de generación eléctrica en las subastas del mercado de capacidad, particularmente a la luz del colapso de los ingresos mayoristas y los factores de carga reducidos. La Figura 12 indica posibles fechas de cierre basadas en contratos de capacidad actuales.⁴⁷

El empuje es más fuerte que la atracción

En cada una de estas oleadas de cierres, ha habido un impulso de empuje más fuerte hacia el cierre, con factores de atracción que fomentan la conversión de las centrales de carbón relativamente más débiles. De hecho, la preferencia de los operadores de centrales ha sido de construir una nueva instalación (ya sea carbón, gas o combustibles alternativos) en lugar de emprender la conversión de la central eléctrica existente. Esto refleja los desafíos técnicos y de ingeniería de convertir centrales de energía del Reino Unido que son relativamente más antiguas y menos eficientes.

Cuadro 2: Experiencia con CCS

Durante 2005, el Reino Unido ocupó la Presidencia tanto de la UE como del G8. Como parte de su liderazgo en cambio climático abogó por los esfuerzos internacionales para demostrar la tecnología de captura y almacenamiento de carbono, particularmente para las centrales de carbón, dado el rápido crecimiento del uso del carbón en China y las propuestas para una ola de nuevas centrales de carbón en el Reino Unido, Alemania, USA y en otros lugares. Posteriormente, el gobierno del Reino Unido desarrolló dos procesos de Competencia para llevar la tecnología a escala comercial.

Durante la última década, se han realizado al menos 10 propuestas a escala comercial para proyectos de CCS de carbón (incluido un proyecto de reacondicionamiento en Longannet, más un proyecto de gas en Peterhead), pero ninguno ha entrado a la fase de construcción después de que el gobierno decidió no entregar apoyo financiero. Los detalles de los diseños de ingeniería y los datos de costos de los proyectos están disponibles en el sitio web del gobierno.⁴⁸

Al menos cuatro de las centrales eléctricas de carbón existentes en el Reino Unido han realizado pruebas a escala piloto de tecnologías de captura de CO₂, que Drax también realizará para la combustión de biomasa. No hay perspectivas de reacondicionamiento de CCS a las centrales de carbón restantes debido a su antigüedad y relativa ineficiencia. En 2017, la última propuesta restante para un nuevo proyecto CCS de carbón (Caledonia) anunció que usaría el gas como materia prima en lugar de carbón si realizara la construcción.

El marco regulatorio del Reino Unido permite que se construyan nuevas centrales eléctricas de carbón si la tecnología CCS se integra y opera para reducir efectivamente las emisiones de CO₂ a niveles comparables con una nueva central eléctrica de gas. El gobierno propone aplicar una regla similar a las centrales eléctricas de carbón existentes en 2025, que

necesitará de una reducción sustancial de las emisiones de CO₂ o su cierre.⁴⁹

La política emergente de CCS del Reino Unido ahora se enfoca en aplicaciones de mayor valor agregado de CCS a fuentes industriales de CO₂; producción de hidrógeno; procesamiento de gas y generación de electricidad; y las emisiones negativas incluyendo la biomasa.⁵⁰

Cuadro 3: cambios en las actitudes de las empresas de servicios

La Tabla 2 en el Anexo 3 entrega detalles sobre los cambios de propietario de las centrales eléctricas de carbón desde el 2000. En la mayoría de los casos la operación técnica de las centrales de generación eléctrica ha continuado sin cambios significativos en el enfoque luego de las fusiones o adquisiciones. Durante la última década, sin embargo, se han producido algunos cambios en el énfasis en la estrategia corporativa que han impactado tanto a su defensa de políticas como sus decisiones sobre el cierre de centrales de carbón.

En particular, el desarrollo de proyectos de conversión en Drax, Lynemouth y Uskmouth han sido iniciados por generadores independientes que buscan encontrar una forma para continuar las operaciones en centrales eléctricas individuales, lo que exploramos en los estudios de caso anexos. Aquí destacamos que los generadores más grandes han respondido a la evolución del panorama de las políticas y al desafío del cambio climático.

Scottish Power > Iberdrola (España) – miembros de la PPCA

Scottish Power fue promotor del proyecto de modificación de CCS propuesto en la central de energía de Longannet y también propuso la construcción de centrales de carbón de reemplazo en Longannet y Cockerzie. La empresa española Iberdrola pasó a ser propietario en 2006, con una estrategia corporativa que los condujo hacia las energías renovables y a buscar experiencia en mercados minoristas. Con una generación de carbón limitada en su cartera internacional, Iberdrola no estaba tan convencida del valor del (costoso) proyecto CCS propuesto. La central de carbón de Longannet se cerró posteriormente en 2016, reflejando la intención de Iberdrola de cerrar sus centrales de carbón restantes y cambiar totalmente a energías renovables. Actualmente, Iberdrola está buscando cerrar las dos últimas centrales de carbón en su cartera en España. Scottish Power ha argumentado que el carbón debe ser excluido del mercado de capacidad del Reino Unido.⁵¹ Recientemente

ha anunciado la venta prevista de sus activos de gas e hidráulicos a Drax, dejando a Scottish Power para concentrarse en la energía eólica.

Engie: International Power (Francia) – miembro de PPCA

En el Reino Unido, Engie era propietaria del 75% de la central de carbón de Rugeley junto con Mitsui, bajo el nombre de International Power. El cierre de la central de Rugeley en 2016, por lo tanto, formó parte de la estrategia más amplia de Engie para reducir las emisiones de CO₂ mediante el cierre o la venta de centrales eléctricas de carbón. Engie anunció en noviembre 2018 que planea la construcción de 2.000 casas ecológicas en el sitio, con integración de energía solar.⁵²

EDF (Francia) - miembro del PPCA

La mayor empresa de servicios públicos de Francia posee dos centrales eléctricas de carbón en el Reino Unido. También juega un rol importante como propietaria de las centrales nucleares del Reino Unido. Se pensó que EDF iba a mantener funcionando las centrales de carbón de Cottam y West Burton antes de que entrara en funcionamiento su nueva central nuclear Hinkley Point C. Había obtenido contratos de mercado de capacidad a 3 años con el fin de modernizar las centrales para que cumplieran con los controles de contaminación. Posteriormente, se retiró de este contrato de capacidad, con indicaciones de que estas centrales eléctricas ahora se están operando año tras año, dependiendo de los contratos de capacidad.

E.On> Uniper (Alemania)

E.On adquirió Powergen y se convirtió en uno de los "Big 6" en el Reino Unido. E.On decidió modernizar su planta de Ratcliffe con controles de contaminación y, posteriormente, criticó al gobierno del Reino Unido por introducir flexibilidades que no requerían que sus competidores hicieran lo mismo. Después de pérdidas financieras sustanciales, en 2016 E.On escindió sus activos fósiles en un nuevo vehículo de la compañía llamado Uniper para facilitar la administración y el crecimiento de sus activos divergentes. Por lo tanto, el cierre de su última central de carbón del Reino Unido que queda en Ratcliffe está siendo administrado por una compañía con un enfoque exclusivo en los combustibles fósiles, en lugar de una cartera diversa.

RWE (Alemania)

RWE compró Innogy, convirtiéndose en una de las utilidades integradas del grupo de los "Big 6" en el Reino Unido. RWE ha tenido durante mucho tiempo una reputación como una de las empresas de energía más conservadoras de Europa (lo que refleja el papel de los gobiernos locales en su estructura de propiedad) y ha sido lenta en responder tanto al desafío del cambio climático como al crecimiento de las energías renovables. Tanto en el Reino Unido como en Europa, ha abogado contra

regulaciones de emisiones más estrictas (tanto para la contaminación como para el CO₂). En muchos casos, se consideró que esto estaba motivado por un esfuerzo de proteger sus centrales eléctricas de carbón y lignito en Alemania. Como propietario de la central de Aberthaw, se descubrió que RWE y el gobierno del Reino Unido infringían las normas de la UE sobre contaminación del aire.

EPH (República Checa)

EPH hace poco ingresó al mercado del Reino Unido y ha crecido en los últimos años con una estrategia centrada en la compra de centrales de energía que han sufrido dificultades financieras y/o que tienen perspectivas de contratos de subsidios gubernamentales. En el Reino Unido, EPH compró la central eléctrica de Eggborough cuando buscaba subsidios para la conversión de biomasa, pero este proyecto no se realizó. El cierre de la central eléctrica de carbón se retrasó del 2016 al 2018 tras la recepción de contratos adicionales para servicios auxiliares. Ahora está buscando construir un nuevo CCGT en el sitio. EPH compró la central eléctrica de Lynemouth a RWE, luego de la aprobación del contrato de subsidio para la conversión a biomasa.

SSE (Reino Unido) - miembro del PPCA

SSE completó el cierre de la central de carbón de Ferrybridge en 2016. Se espera que su última central de carbón en Fiddlers Ferry se cierre antes del 2020. SSE no heredó la misma base de habilidades de ingeniería de la compañía nacional de CEBG como otras empresas, por lo que se ha posicionado como una empresa más progresista que aboga por una política de energías renovables más ambiciosa tanto en el Reino Unido como en la UE.

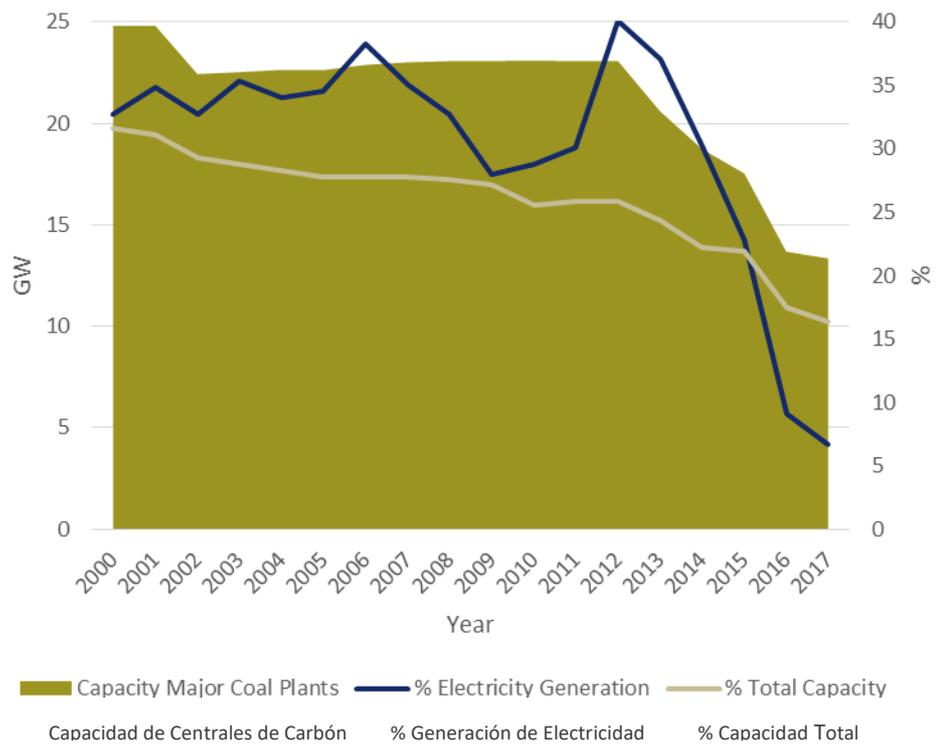
5. RESULTADO: EL DECLIVE DEL CARBÓN

La Sección 4 aportó detalles sobre las decisiones tomadas ya sea para cerrar, convertir o continuar las operaciones en centrales eléctricas de carbón individuales. Aquí reunimos estos elementos para brindar una perspectiva sobre el impacto global en la generación de electricidad a partir de carbón.

La disminución relativa en capacidad y generación

La Figura 14 muestra cómo en el período 2002-2012 se dio una meseta de centrales de carbón que tenían cerca de 23 GW de capacidad⁵³ (eje izquierdo). Durante este período, la participación del carbón en la capacidad total de generación de electricidad de todas las fuentes cayó de aproximadamente 30% a casi 25% (línea más clara, eje derecho). La participación de la generación a partir del carbón fluctuó según las condiciones del mercado y los precios relativos del carbono, con un mínimo de 27% en 2009 y un máximo de 40% en 2012 (línea azul, eje derecho).

Figura 14: Capacidad de carbón y % de participación en capacidad y generación



Fuente: DUKES 2018

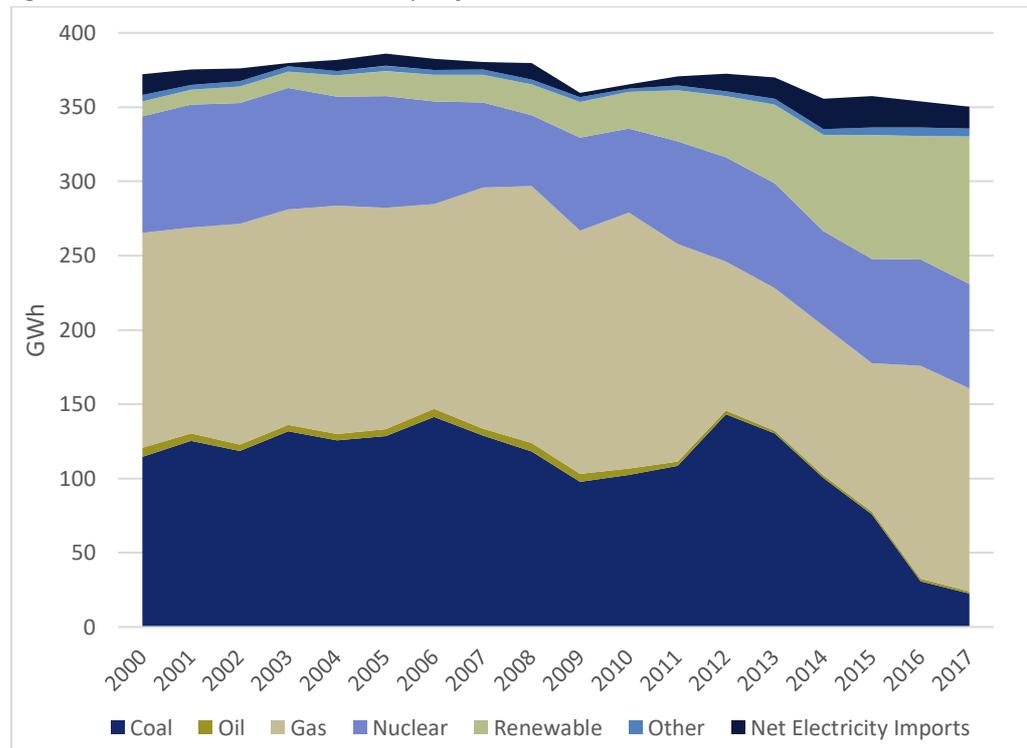
Como se analizó anteriormente, este aumento marcado en la generación de carbón el año 2012 se debió a la combinación de precios bajos del carbón y de las empresas de energía que buscaban maximizar el uso de las horas de operación restantes de las centrales eléctricas que optaron por cerrar bajo la Exención de Vida Limitada antes de la introducción de precios de carbono más

altos. Las empresas de energía anticiparon la llegada de condiciones operativas más difíciles y actuaron para aumentar la generación (sin embargo, como consecuencia, también aumentaron las emisiones).

El período 2012-2017 luego experimentó caídas significativas tanto en la capacidad como en la generación de las centrales eléctricas de carbón, con una caída muy marcada en la generación. La capacidad de carbón se redujo de 23GW a 13GW debido a retiros de centrales de energía bajo el LCPD y la participación del carbón en la capacidad total disminuyó de 26% a 16%. Sin embargo, la generación a partir de centrales eléctricas de carbón cayó de 40% a solo 7%, influenciado por el precio del carbono, estableciendo récords interanuales para la disminución en la generación de carbón a partir del 2014 en adelante.

Este rápido descenso en la generación es una demostración de lo que es posible cuando existe suficiente capacidad alternativa de baja emisión de carbono disponible. La Figura 15 ilustra cómo la disminución en la generación de carbón ha sido compensada por el crecimiento de las energías renovables y el mayor despacho de capacidad de CCGT preexistente. Es notable que se haya agregado muy poca capacidad adicional de gas al sistema del Reino Unido, con proyecciones para la nueva capacidad de gas cayendo en más del 75% entre 2015 y 2018.⁵⁴

Figura 15: Fuentes de electricidad por fuente en el Reino Unido

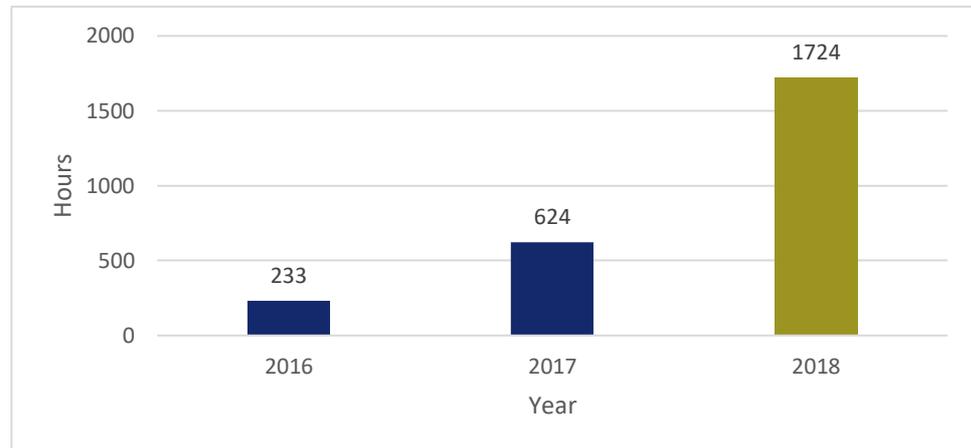


Fuente: DUKES 2018

Un elemento significativo de este crecimiento en la generación de energías renovables ha sido la llegada de cantidades sustanciales de energía solar

durante los seis meses centrales del año. Actualmente hay 13GW de capacidad solar en el Reino Unido, que desplaza cada vez más la generación de carbón y gas, y las centrales de carbón ahora están operando principalmente durante los meses de otoño e invierno en lugar de todo el año. El aumento de la energía solar ha sido un factor importante que contribuye al crecimiento de las horas sin carbón en la mezcla energética del Reino Unido, como se muestra en la Figura 16.

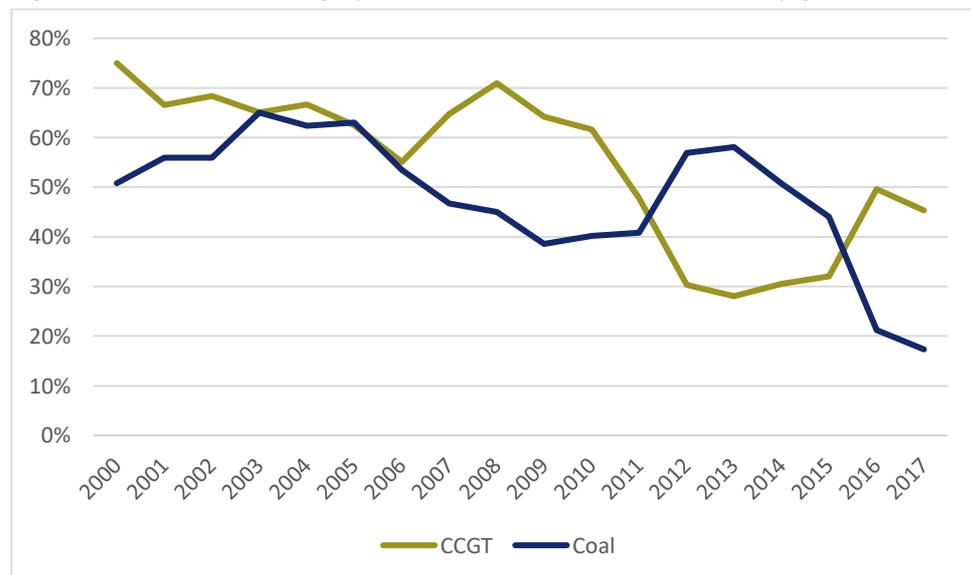
Figura 16: Horas sin carbón 2016 – octubre 2018.



Fuente: MyGridGB 2018

Paralelamente, el crecimiento de la energía renovable también ha contribuido a una reducción en los factores de carga tanto para la generación de carbón como de gas, como se muestra en la Figura 17. Este gráfico también ilustra la dinámica competitiva entre los dos combustibles desde el año 2000.

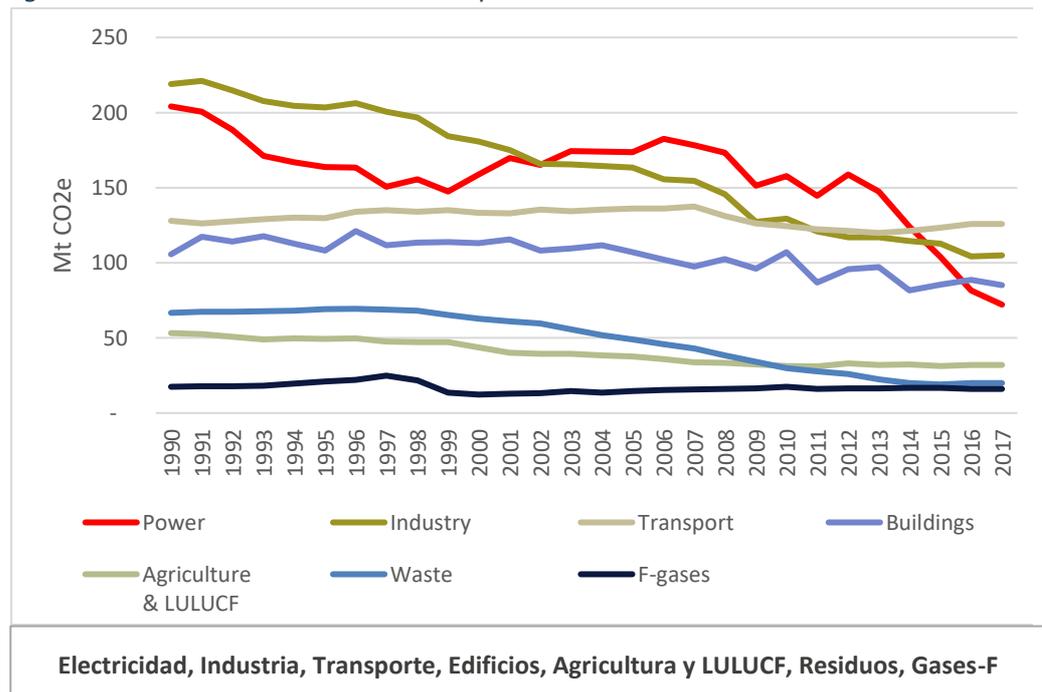
Figura 17: Factores de carga para centrales eléctricas de carbón y gas.



Fuente: DUKES 5.10

La disminución en la generación de carbón en el Reino Unido, por lo tanto, ha ido de la mano con el crecimiento de las energías renovables, contribuyendo al rápido crecimiento de los sectores de la economía verde en el Reino Unido, triplicando la tasa de la economía del Reino Unido en un 5% en 2016 (comparado con 1,8%).⁵⁵ Ha sido el factor más importante para ayudar al Reino Unido a cumplir con sus objetivos de presupuesto de carbono hasta la fecha, ya que las reducciones de emisiones disminuyen mucho más rápidamente que las de otros sectores, como se ilustra en la Figura 18. Las emisiones del sector eléctrico han disminuido en más del 50% en el periodo 2012-2017.

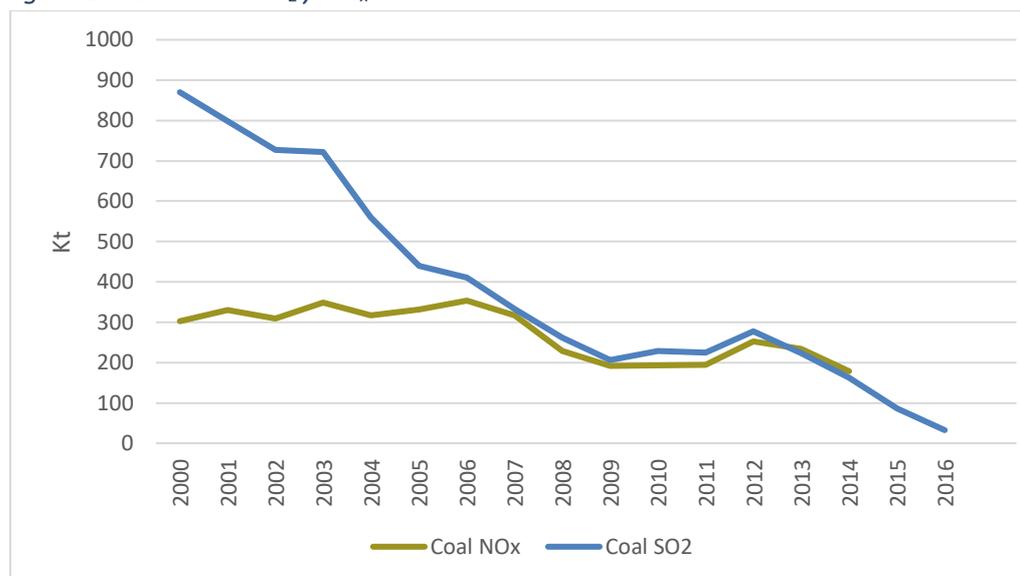
Figura 18: reducciones en las emisiones por sector en el Reino Unido



Fuente: CCC 2018

Más allá del impacto en las emisiones de CO₂, la caída en la generación de carbón también ha resultado en reducciones sustanciales en la contaminación aérea, como se muestra en la Figura 19. La disminución en el SO₂ ha registrado las mayores reducciones globales, reflejando la reducción en el uso del carbón (particularmente del carbón doméstico con alto contenido de azufre) y la introducción de tecnologías FGD.

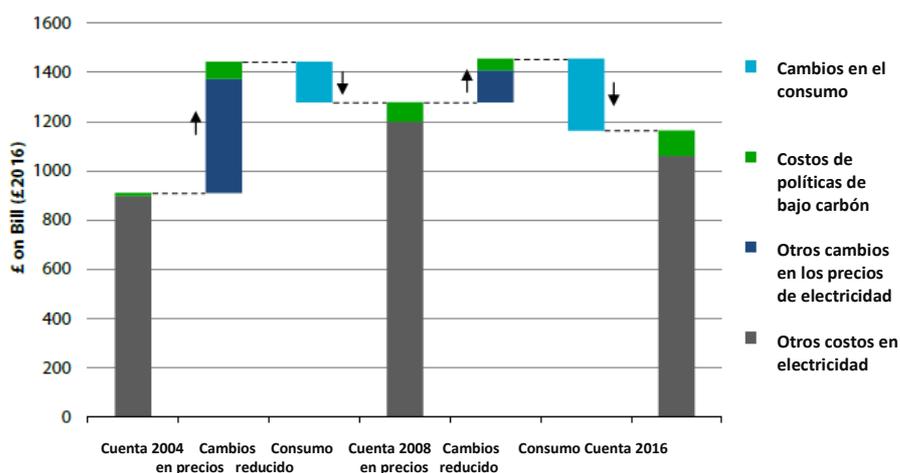
Figura 19: Emisiones SO₂ y NO_x del carbón



Fuente: Aether 2018

Por último, el declive en la generación de carbón se ha logrado en el contexto de la preocupación política sobre las cuentas de electricidad para los consumidores y el control del alcance de los costos de las políticas. La Figura 20 ilustra cómo los cambios subyacentes en "otros costos de energía" (precios de combustible, costos de transmisión y distribución) han sido el factor dominante en las modificaciones a las cuentas de electricidad. Las mejoras en la eficiencia energética han contribuido a reducir el consumo, ayudando a reducir los costos generales incluso en el contexto donde los precios unitarios han aumentado.

Figura 20: modificaciones a las cuentas de electricidad anuales 2004 – 2008 – 2016



Fuente: Comité de Cambio Climático 2017 ⁵⁶

6. CONCLUSIONES

Este documento ha revisado la evolución de los impulsores comerciales y las políticas de incentivos que han contribuido al declive del carbón en el Reino Unido desde el 2000 y el cumplimiento del gobierno con su compromiso de eliminar el uso del carbón para el año 2025.

En general, consideramos que la disminución en el uso del carbón en el Reino Unido fue el resultado de una confluencia de impulsores de mercado e intervenciones regulatorias que han erosionado colectivamente su posición en la mezcla energética. Estos elementos no fueron planificados previamente, pero han dado lugar a que la eliminación gradual del carbón se reconozca como una forma lógica de avanzar.

En 2009, el gobierno reconoció que no podría haber "carbón nuevo sin captura y almacenamiento de carbono". A pesar de los esfuerzos para promover la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS), en última instancia, se hizo evidente que no habría centrales eléctricas de carbón nuevo en el Reino Unido, lo que significaba que las centrales eléctricas existentes en proceso de envejecimiento no serían reemplazadas con algo similar.

En forma paralela, los sucesivos gobiernos del Reino Unido han actuado para aumentar progresivamente el costo de las emisiones de CO₂. Esto se ha combinado con controles de contaminación más estrictos en la UE impactando particularmente la economía de generación con carbón. Estas políticas se han combinado con una reducción en la demanda de electricidad, el crecimiento de las energías renovables y cambios en la competitividad relativa del carbón y el gas en el mercado eléctrico.

El compromiso en 2015 de eliminar gradualmente el carbón en 2025 reconoció estos cambios y buscó proporcionar un camino ordenado hacia el retiro de las centrales eléctricas de carbón para mantener la seguridad del suministro y al mismo tiempo fomentar la inversión en tecnologías de generación alternativas.

Al considerar las estrategias de los propietarios y operadores de centrales eléctricas en el Reino Unido, nuestro análisis ha encontrado que la conversión de las centrales de carbón ha sido una estrategia minoritaria en comparación con el cierre de las centrales y el desarrollo potencial de nuevas capacidades de generación:

1. Su opción preferida ha sido la **operación continuada** de las centrales eléctricas de carbón existentes, hasta que no sea rentable debido al desempeño del mercado, la antigüedad de los componentes y/o la necesidad de una modernización significativa para cumplir con las regulaciones ambientales.

- > Las centrales eléctricas generalmente han preferido realizar inversiones incrementales cuando hay interrupciones por mantenimiento legal, en lugar de inversiones a gran escala que necesitan un período de recuperación más prolongado y que requieren considerar futuras perspectivas de generación.⁵⁷
 - > Los calendarios establecidos para el cumplimiento de los requisitos de control de contaminación de la UE han sido esenciales para brindar un camino para las decisiones sobre inversión o cierre que se aplique a todos los generadores. En cada etapa, los operadores de centrales eléctricas han abogado por estándares más laxos y máxima flexibilidad.
 - > Por el contrario, la disponibilidad de los pagos de capacidad ha proporcionado un camino para la operación continuada incluso en el contexto de la disminución de los ingresos por generación.⁵⁸
2. En la mayoría de los casos, las centrales de carbón han buscado el **cierre, considerando nuevos desarrollos en el mismo sitio.**
- > Los propietarios de centrales eléctricas de carbón están comenzando a reconocer que el valor de sus activos no reside completamente en la capacidad de quemar carbón o incluso de reutilizar equipos de centrales eléctricas.
 - > En las últimas dos décadas, ha habido un cambio en las decisiones de inversión en nuevas centrales de carbón a gran escala (y CCS) a CCGT, y ahora más hacia unidades especializadas de combustible residual, generación de gas a pequeña escala y ahora también baterías de almacenamiento. Esto es particularmente relevante dado que el valor de proporcionar flexibilidad al sistema de energía aumenta en comparación con la provisión de carga base pura.
 - > En muchos casos se han demolido las centrales eléctricas pero los sitios han permanecido sin uso por mucho tiempo hasta que la empresa ha decidido liberar el terreno para otros usos.
 - > El crecimiento de las energías renovables ha sido un incentivo para que algunos de esos terrenos se vuelvan a desarrollar, particularmente aquellas ubicadas en la costa. Por ejemplo, la central de Blyth se ha mantenido sin uso desde el cierre de la central el 2001 que se demolió el 2003. Recientemente, expertos de remediación de la tierra han trabajado con la municipalidad local para identificar la posible reutilización del sitio y sus instalaciones portuarias como un centro para las cadenas de suministro de energía de parques eólicos marítimos.^{59 60}
 - > En noviembre de 2018 la empresa de energía Engie anuncio planes para demoler la vieja central eléctrica de Rugeley y construir en su

lugar un nuevo desarrollo urbano con casa ecológicas equipadas con sistemas de energía solar.⁶¹

3. Solo en una minoría de casos de centrales de carbón se ha optado por la **conversión para operar los activos existentes de las centrales con combustibles alternativos**.
 - > La conversión de biomasa tiene un registro mixto, con conversiones técnicamente exitosas realizadas en Drax, pero con incendios en las centrales de Ironbridge y Tilbury.
 - > Los subsidios para la conversión de biomasa ya no están disponibles y existe una creciente preocupación por los impactos ambientales y climáticos, lo que hace que sea poco probable que se realicen más proyectos de conversión una vez concluido el proyecto de Lynemouth.
 - > Actualmente se propone la conversión a pellets de residuos para la pequeña central eléctrica de Uskmouth, y se afirma que esto podría ser una tecnología revolucionaria para las centrales eléctricas de carbón existentes.
 - > Drax propone convertir las dos últimas unidades de carbón para proporcionar nuevas unidades CCGT a las turbinas a vapor.
 - > Actualmente, los proveedores de tecnologías están desarrollando usos alternativos de los equipos de las centrales eléctricas existentes (como la reutilización de sitios para el almacenamiento de energía térmica),⁶² y estos usos aún podrían ser considerados por el resto de las centrales eléctricas del Reino Unido.
4. En los últimos años, los operadores de centrales eléctricas en general han intentado **redistribuir al personal de las centrales eléctricas a otros roles** dentro de la empresa⁶³ (incluyendo la administración del cierre y demolición del sitio) y/o han ofrecido paquetes de jubilación y capacitación a los trabajadores.
 - > Los costos de personal son una parte de los costos base en curso de las operaciones de las centrales eléctricas que han disminuido. La visibilidad brindada por la ruta de eliminación gradual del carbón ha permitido la planificación anticipada de estos recursos humanos y ha aumentado el uso de contratistas para equiparar los cambios en el perfil operacional durante el año.
 - > El gobierno del Reino Unido tiene un rol limitado en abordar los impactos locales de los cierres de centrales eléctricas. Ha ayudado a los municipios con el impacto de ingresos fiscales locales reducidos⁶⁴ e incentivado la renovación económica regional.⁶⁵
 - > Todas las minas subterráneas de carbón del Reino Unido ya se han cerrado y actualmente predominan las importaciones en el

consumo de carbón. Han habido reducciones en la demanda de tránsito de carbón por ferrocarril,⁶⁶ sin embargo, esto ha impactado una base de empleo mucho más pequeña que la que se había producido anteriormente a través del programa de cierre de minas.

El compromiso con la eliminación gradual del carbón: seguir y guiar

El anuncio en 2015 del compromiso del Reino Unido de eliminar gradualmente el carbón para 2025 reflejó un reconocimiento por parte del gobierno del Reino Unido de que no se remplazarían las centrales eléctricas de carbón envejecidas con centrales eléctricas de carbón nuevas (incluso con CCS). Las dinámicas cambiantes del mercado de la electricidad (especialmente la demanda reducida y los precios más bajos del gas) junto con el impacto de los precios del carbono han contribuido a que las centrales eléctricas de carbón son cada vez menos rentables. Por lo tanto, se reconoció que era cada vez más probable que continuara el declive en el uso del carbón y el aumento de anuncios de retiro.

El gobierno del Reino Unido consideró que esta situación necesitaba de una dirección coherente hacia el cese del uso del carbón de tal forma que ayudaría a alentar la inversión en capacidad alternativa.^{67 68} Al anunciar un compromiso con la eliminación gradual del carbón, el gobierno del Reino Unido procuró brindar claridad sobre la dirección futura de los caminos a seguir mientras que el mercado pudiera decidir sobre inversiones individuales. A la luz de la historia del uso del carbón en el Reino Unido, este compromiso también proporcionó una importante declaración internacional de intención y ha ayudado a catalizar compromisos similares de otros gobiernos líderes.

En última instancia, el compromiso del gobierno del Reino Unido en 2015 de eliminar gradualmente el carbón para el 2025 reflejó un reconocimiento generalizado de que no había futuro para el carbón, ya que las tendencias continuas en el uso del carbón son evidentes desde la reestructuración y privatización de la industria en los años ochenta. Mientras que una década antes aún existía una percepción generalizada de que el carbón era una fuente barata de generación de electricidad, la necesidad de lidiar con la contaminación aérea y las emisiones de CO₂ significó que ahora el carbón se considera como una forma de generación más costosa en comparación con el costo decreciente de las energías renovables.

Nuestro análisis de la experiencia del Reino Unido apunta a la importancia central de la política del gobierno para aportar con un camino para las reducciones en el uso del carbón y el retiro de las centrales eléctricas, al tiempo que permite a los operadores de centrales individuales resolver sobre las decisiones de retiro que deben tomar. Los plazos para el cumplimiento de las regulaciones de control de la contaminación han exigido una respuesta de todos los operadores de centrales eléctricas, mientras que la introducción de

un precio de carbono efectivo ha proporcionado una señal de mercado y ha aumentado la competencia entre los combustibles y las tecnologías. El compromiso de eliminación gradual del carbón reúne estos elementos y proporciona claridad sobre el resultado final que se propone, incluso antes de que se introduzca la legislación.

ANEXO 1. ESTUDIO DE CASO: CONVERSIÓN DE GRANDES CENTRALES DE CARBÓN: DRAX

La central eléctrica de Drax se construyó en dos fases, cada una con tres turbinas de 660 MW. La primera fase se completó en 1974 y la segunda en 1986. Con una capacidad total de casi 4 GW, fue la central eléctrica de carbón más grande de Europa durante muchos años. Inicialmente se suministraba con carbón producido en las minas locales, pero a medida que estas minas se cerraron progresivamente durante los años 80 y 90, fue siendo abastecido en cantidades cada vez mayores de carbón importado, a través de puertos en la costa este de Gran Bretaña.

La primera modernización importante de la central eléctrica se produjo entre 1988 y 1995, cuando se instaló la unidad de desulfuración de gases de combustión. Esta decisión había sido tomada antes de la privatización como una contribución importante en los esfuerzos del Reino Unido para hacer frente a la lluvia ácida.

Durante el periodo de privatización del sector energético, Drax dejó de ser propiedad de la Central Electricity Generating Board (CEGB) y pasó a un nuevo propietario, National Power. Posteriormente fue vendida por National Power a AES Corporation en 1999 como parte del programa de desinversión diseñado para afrontar las preocupaciones sobre las alzas en los precios mayoristas. Cuando los precios al por mayor cayeron a principios de siglo, AES no pudo financiar la carga de deuda y la central eléctrica quebró el año 2003. Tras un paquete de refinanciamiento, la propiedad pasó a ser propiedad del recientemente formado Drax Group en 2005, el que ha mantenido el control de la central desde entonces.

Ahora el Grupo Drax podía enfocarse en desarrollar una estrategia de crecimiento a largo plazo para el negocio. Inicialmente, esto incluía propuestas para construir dos nuevas instalaciones para operar en forma paralela a la central eléctrica de carbón existente. Presentó planes para una planta de biomasa dedicada de 300MW al Gobierno el 2009 (también propuso construir otras dos centrales de 300MW en los puertos cercanos de Hull e Immingham). También presentó el "White Rose CCS Project", una propuesta de construcción de una nueva central eléctrica de carbón alimentada por oxigenación de 426MW, buscando el financiamiento entregado por el Reino Unido y la UE para la comercialización del CCS. El consorcio de inversionistas recibió fondos para los estudios de diseño de ingeniería para la fase inicial el 2014. Sin embargo, la decisión del Gobierno del Reino Unido en el 2015 de abandonar los fondos para este programa de CCS puso fin a este proyecto. Antes de la

cancelación del proyecto, Drax había anunciado que dejaría de ser un miembro activo del consorcio, pero seguiría fomentando su ubicación conjunta en el sitio.

Si bien no era necesario introducir mejoras importantes para garantizar el cumplimiento con el LCPD (dado que ya se había instalado FGD), el Grupo Drax continuó invirtiendo en la central eléctrica de carbón original para mejorar su posición competitiva en el mercado. Entre el 2007 y 2012, se emprendió un gran proyecto para reemplazar las turbinas de alta y baja presión con nuevos diseños de alta eficiencia.

Junto con la inversión en curso en la central, Drax lanzó un programa de investigación y desarrollo que exploraba la viabilidad del uso de combustibles alternativos en las calderas de carbón. La biomasa de fuentes locales se había mezclado con carbón de bajo nivel desde el 2003 para que Drax pudiera solicitar un certificado de utilización de energía renovable. Se construyó una instalación piloto de inyección directa el 2005 que consistía en soplar pellets de madera triturada en líneas de combustible de carbón de dos de los 60 molinos de la central eléctrica. Posteriormente se instaló una capacidad de 50MW de £50m de combustión conjunta de carbón con biomasa, comisionada el 2010, capaz de suministrar hasta 1.5 millones de toneladas por año de biomasa directamente a las calderas

La decisión de convertir tres unidades de carbón a 100% de biomasa se tomó mientras el Gobierno del Reino Unido estaba considerando reemplazar el Esquema de Obligación Renovable existente por un contrato de tarifa diferenciada de alimentación a la red. Las primeras dos unidades, comisionadas el 2013 y 2014, recibieron la acreditación bajo el Esquema de Obligación Renovable. Sin embargo, la tercera unidad se adjudicó uno de los primeros Contratos por Diferencia e inicio su proyecto el 2016. Este marco de políticas de fomento incentivó a Drax a comprometerse con una inversión de £700 millones en un proyecto de conversión de tres unidades y la infraestructura asociada, incluido el almacenamiento en el sitio para 300.000 toneladas de pellets de madera, suficiente para alimentar la estación durante aproximadamente dos semanas, e instalaciones de manejo dedicadas para las importaciones de biomasa que arriban a los puertos de Hull, Immingham, Liverpool y Tyne en el Reino Unido.

Un factor clave de éxito para el proyecto de conversión de biomasa fue la capacidad de obtener biomasa en grandes volúmenes y de forma sostenible (más de dos millones de toneladas por unidad por año). Aproximadamente la mitad de la inversión de £ 700 millones se dedicó al desarrollo de una cadena de suministro dedicada en el sur de Estados Unidos para obtener fibra de madera de grandes bosques de producción. La Figura 21 más abajo muestra la cadena de suministro de biomasa.

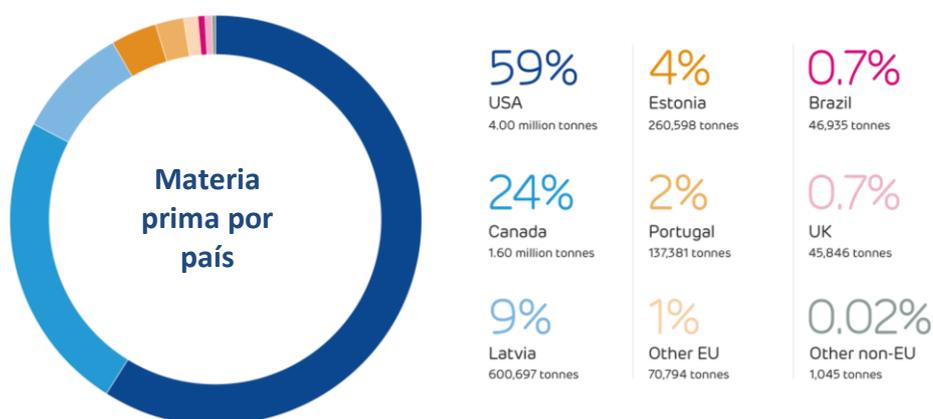
Figura 21: Cadena de suministro de biomasa de Drax



Fuente: Drax

El proyecto incluyó la construcción de dos nuevas centrales en Louisiana y Mississippi para peletizar la fibra de madera y una instalación de exportación en Baton Rouge para enviar los pellets al Reino Unido. Estas instalaciones permitieron a Drax autoabastecerse con aproximadamente un millón de toneladas de pellets por año, y el resto procedía de otros proveedores de pellets en América del Norte y, en menor medida, en Europa. Drax adquirió una tercera planta de pellets en 2017, lo que le permitió autoabastecerse con 450.000 toneladas adicionales. La mezcla de materia prima de biomasa de Drax por país de origen para el año 2017 se resume en la Figura 22 más abajo.

Figura 22: Fuentes de materia prima para biomasa



Fuente: Drax

En el período hasta el 2015, Drax tuvo que decidir sobre la estrategia de inversión para las tres unidades restantes que aún operaban con carbón y cómo abordar el cumplimiento con IED a partir del 2020. Drax decidió adoptar un enfoque de costo relativamente bajo para el cumplimiento del IED basado

en la estrategia de alimentación y una reducción en el rendimiento esperado en estas unidades. Sin embargo, para el 2017, la economía de la generación de carbón se había vuelto menos favorable.

En este momento, ya no se podía solicitar contratos de tarifa diferenciada de alimentación para nuevas conversiones de biomasa. Sin embargo, el Gobierno decidió que las centrales eléctricas pudieran certificarse con el Esquema de Obligación Renovable para la quema de biomasa en cualquier unidad de la central siempre que el total general permaneciera dentro de un límite determinado. Este cambio, junto con las reducciones en los costos de conversión mediante el aprovechamiento de la infraestructura existente en el sitio, llevó a Drax a tomar la decisión, a inicios de 2018, de la conversión total de una cuarta unidad a biomasa, que se completó en agosto de 2018. La intención es operar esta cuarta unidad con menor disponibilidad que las tres unidades convertidas existentes, para capturar períodos de alto precio de mercado y optimizar el Esquema de Obligación Renovable en las tres unidades acreditadas.

Actualmente Drax solo tiene dos unidades que siguen funcionando con carbón. Sin embargo, dada la reducción de los factores de carga de estas unidades y la decisión del Gobierno de eliminar la generación de carbón para el 2025, está considerando la posibilidad de volver a habilitarlas para formar parte de un nuevo CCGT junto con una inversión en baterías grandes. Si estas propuestas se llevan adelante, marcaría el final de un proyecto de 15 años que inició con una central con seis unidades que operaba completamente con carbón hasta ser una central completamente libre de carbón.⁶⁹

Paralelamente al cambio de carbón a materia prima de biomasa, el Grupo Drax ha intentado diversificar su cartera comercial para que no sea una empresa de únicamente una central eléctrica (aunque sea una las más grande que suministra el 6% de la electricidad del Reino Unido). Ha desarrollado Haven Power como proveedor de electricidad para empresas, y Opus Energy como proveedor de gas y electricidad en asociación con 2,300 pequeños generadores. Drax Biomass se encarga de la adquisición, fabricación y envío de astillas de madera de la empresa, una forma de integración vertical que respalda la cadena de suministro naciente.⁷⁰

En octubre de 2018, Drax Group anunció que había acordado adquirir la cartera de Scottish Power con instalaciones de generación hidroeléctrica y gas de la empresa matriz Iberdrola. Esto aún está sujeto a la aprobación de los accionistas de Drax y la aprobación regulatoria de la Autoridad de Competencia y Mercados. Esta compra diversifica aún más a la compañía de la generación de electricidad de carga base y de la dependencia de los subsidios a la biomasa, ayudándola a crear una plataforma para operaciones continuadas como proveedor de servicios de flexibilidad operativa en toda la red eléctrica.⁷¹

ANEXO 2. ESTUDIOS DE CASOS DE CONVERSIÓN DE CENTRALES MÁS PEQUEÑAS: USKMOUTH Y LYNEMOUTH

Uskmouth

La central eléctrica de Uskmouth fue construida por la Central Electricity Generating Board en 1959 y comprendía tres unidades de 120 MW. Se transfirió a National Power en el periodo de privatización del sector y, junto con otras centrales de similar tamaño, se cerró en 1995 como parte de la estrategia de gestión energética. Sin embargo, el sitio no fue demolido (como otras centrales eléctricas pequeñas) sino que fue adquirido por AES en 1998. La empresa invirtió £120m en FGD y quemadores de NOx bajos para cumplir con el LCPD. AES reabrió la estación en 2001, pero entró en quiebra en 2002 sumándose esto a otras dificultades financieras del grupo.

Welsh Power (antes Carron Energy) adquirió Uskmouth en 2004 con el objetivo de optimizar la rentabilidad a corto plazo y aprovechar los precios relativamente bajos del carbón. No invirtió en proyectos de modernización relevantes y vendió la central al grupo SSE el 2009. SSE decidió no invertir en la central para cumplir con la IED y retiró la primera unidad el 2013 y finalmente cerró toda la central el 2015.

El sitio, aun con dos unidades operativas, fue adquirido en 2016 por SIMEC, con sede en Hong Kong (que se refinanció como SIMEC Atlantic Energy).⁷² Inicialmente se planificó extender la vida útil de la central y convertir las dos unidades en biomasa, pero después se cambió el enfoque a generación de electricidad a partir de residuos. El proyecto se encuentra actualmente en la etapa inicial de ingeniería y diseño (FEED)⁷³ y las dos unidades de carbón restantes se paralizaron en abril del 2017 para preparar la conversión. Se espera que la conversión tarde 18 meses después de la finalización del estudio FEED y se han propuesto iniciar operaciones en el cuarto trimestre de 2020.⁷⁴ A partir de entonces, la vida útil esperada es de 20 años.

El plan actual es inyectar a la red con 220 MW de potencia de carga de base utilizando pellet reciclado de residuos. En colaboración con la empresa holandesa de reciclaje N + P, SIMEC está diseñando una planta de producción de pellets en el sitio. Los pellets serán creados a partir de residuos biogénicos y plástico no reciclable. Este combustible lo llama 'Subcarbón' y N + P afirma que entregará un valor calorífico promedio de 20 mega julios por kg. Se han realizado ensayos de fresado en los pellets de Subcarbón de N + P utilizando molinos de rodillos de husillo vertical en Alemania.

La central eléctrica tiene un acuerdo de compra de energía (PPA) de 20 años con Liberty Steel (compañía del mismo grupo comercial de GFG Alliance),⁷⁵ que tiene una planta siderúrgica en Newport cerca del sitio de Uskmouth. También tiene un acuerdo de suministro de combustible por 20 años, sin subsidio gubernamental. La empresa proyecta que la central tendrá un costo de generación de bajo nivel que le permitirá lograr altos márgenes sobre las ventas de electricidad.

Lynemouth

La central eléctrica de Lynemouth fue construida en 1972 para suministrar una fundición de aluminio. Comprendió tres unidades de 140MW, proveyéndose de carbón de la mina local de Ellington. Funcionó exclusivamente con carbón hasta el 2004, cuando comenzó a añadir biomasa al carbón para aprovechar el subsidio del Esquema de Obligación Renovable.

Rio Tinto Alcan optó por no realizar las modernizaciones necesarias para cumplir con el LCPD y como consecuencia en el 2010 el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas dictaminó que el gobierno del Reino Unido estaba infringiendo esta legislación y que Alcan tendría que invertir para cumplir. En el 2009 Alcan había proyectado la posibilidad de usar CCS de pre-combustión, pero la propuesta no avanzó y, en cambio, optó por desarrollar planes para la conversión de biomasa como el camino para lograr una vida a largo plazo para la central eléctrica.

Posteriormente, sin embargo, la planta de aluminio cerró en el 2012 y la central eléctrica se vendió a RWE npower. RWE obtuvo un Contrato por Diferencia por Tarifa de Alimentación (FiT) el 2013 para respaldar la conversión a biomasa. Este subsidio fue aprobado por la Comisión Europea en 2015. RWA renunció al IED y cesó la generación con carbón en diciembre del 2015.⁷⁶ Posteriormente la central fue vendida a la firma checa EPH en 2016 para avanzar en la conversión de biomasa. El proyecto se encuentra ahora en la fase de puesta en marcha, aunque no se ha publicado ninguna fecha para la operación comercial completa.

La estación está diseñada para funcionar con una carga base y generar 420MW y exportar 390MW de electricidad baja en carbono a la red nacional, logrando una producción anual de aproximadamente 2,3TWh. Se estima que la central eléctrica de biomasa de Lynemouth consumirá aproximadamente 1,4 millones de toneladas por año de pellets de madera. Los pellets se importarán principalmente de Estados Unidos y Canadá y se enviarán al Reino Unido por mar. Se recibirán en el nuevo terminal de importación de biomasa construido en el puerto de Tyne, Newcastle, Reino Unido.

Lynemouth Power Limited (LPL) firmó un contrato de compra con Enviva Partners, una compañía con sede en los Estados Unidos, en junio del 2016 para suministrar 800,000 toneladas al año de pellets de madera para la central.

Estaba previsto comenzar a suministrar los pellets desde el tercer trimestre de 2017 hasta el primer trimestre del 2027 (las primeras entregas se recibieron después de la fecha de inicio programada, en febrero del 2018).

La empresa de ingeniería Sir Robert McAlpine ha sido contratada para desarrollar un nuevo sistema de manejo y almacenamiento de materiales en Lynemouth. Reemplazar completamente el carbón que había sido la fuente principal de combustible para la central, por la biomasa (predominantemente pellets de madera), ha significado el desarrollo de una nueva entrada y un sistema de almacenamiento de 50,000 toneladas. Las nuevas instalaciones incluyen dos nuevos puntos de descarga, uno en rieles y otro en carretera, y una nueva instalación de silo para el almacenamiento a granel. Spencer Group instalará los rieles para transportar la biomasa desde el puerto hasta tres nuevos silos con una capacidad de almacenamiento de 25,000 toneladas cada uno. Dos transportadores descargarán mecánicamente el material de los silos a una instalación de carga de rieles. GB Railfreight entregará más de 37,000 toneladas de pellets en hasta 27 trenes por semana desde el Puerto de Tyne a la central eléctrica de Lynemouth, bajo un contrato de transporte ferroviario firmado con LPL.

Perfil de *Power Technology*: los contratistas que trabajan en la conversión de Lynemouth⁷⁷

Ramboll brinda servicios de consultoría de ingeniería para la conversión de la central a biomasa. La compañía proporcionará los servicios de ingeniería al propietario según el contrato.

Doosan Babcock, una compañía con sede en el Reino Unido, desarrolla los sistemas de combustión y emisiones para la conversión.

Clyde Bergemann Power Group (CBG) fue subcontratado por Doosan Babcock para desarrollar el sistema de gestión de cenizas de fondo seco DRYCON, el cual es un transportador de placa de acero, que reemplazará la cadena del raspador sumergido en cada caldera. DRYCON utiliza aire ambiental para enfriar la ceniza inferior, a diferencia de la antigua cadena rascadora sumergida basada en el transporte hidráulico de cenizas.

CBG también suministra el sistema de transporte neumático de combustible para transportar los pellets de madera desde los silos a la entrada de los molinos de combustible ubicados a 80m-200m de distancia de las calderas.

Fairport Engineering, basado en Adlington, Inglaterra diseña el sistema de manejo de combustible para el proyecto de conversión y Clancy Consulting desarrolla las obras civiles de este proyecto.

Emerson ha sido designado como el principal contratista de automatización y electricidad para el proyecto. Su alcance contractual incluye demolición, ingeniería, instalación, puesta en marcha y puesta en servicio. Además, es responsable de la coordinación del trabajo entre múltiples proveedores y contratistas que trabajen para el proyecto.

Emerson instala una plataforma de automatización única e integrada para la turbina, caldera, manejo de combustible, procesos de equilibrio de planta y sistemas eléctricos en la central. También instala el sistema de control Emerson Ovation® en la central para controlar el contenido de humedad en los pellets y, en consecuencia, ajustar el aire de combustión para mejorar la eficiencia de la central y reducir los costos de mantenimiento.

Eversheds proporciona los servicios de asesoría legal para los contratos adjudicados en relación al proyecto de conversión.

ANEXO 3: CENTRALES ELÉCTRICAS DE CARBÓN EN EL REINO UNIDO DESDE EL 2000

Tabla 2: Centrales eléctricas de carbón del reino Unido en funcionamiento desde el 2000

Nombre de la central	Capacidad instalada (MW)	Estado actual	Edad de la central	Combustible	Propietario	Información relevante	Fecha de cierre (planificado)
Blyth B	1250	Cerrado	1962 - 2001 (39 años)	Carbón	[CEGB > National Power] > Innogy Plc	Cerrado por razones comerciales. Se propone construcción de nueva central a carbón pero no se construye.	Cerrado el 2001
Drakelow C	1450	Cerrado	1964 - 2003 (39 años)	Carbón	[CEGB] > TXU PowerGen > E.On	Cerrado por razones comerciales.	Cerrado Marzo 2003
High Marnham	945	Cerrado	1959 - 2003 (44 años)	Carbón	[CEGB] > TXU PowerGen > E.On	Cerrado por razones comerciales. Se propone construcción de nueva central a carbón pero no se construye.	Cerrado el 2003
Kingsnorth	1940	Cerrado	1970 - 2012 (42 años)	Carbón y petróleo. Combustión conjunta de carbón con biomasa.	[CEGB >] PowerGen > E.On	Opta por salirse del LCPD y toma la oferta de LLD de 20.000 horas. Se propone construcción de nueva central a carbón y se postula a la Competencia CCS, pero no se construye. Incendios graves en unidades 1 y 2 ponen fin a sus operaciones.	Cerrado diciembre 2012
Cockenzie	1152	Cerrado	1967- 2013 (46 años)	Carbón	[SSE] > Scottish Power > Iberdrola	Instala un sistema mejorado de inyección de aire de sobre fuego 2005-2007. Opta por salirse del LCPD y toma la oferta de LLD de 20.000 horas. Se propone construcción de nueva central a carbón, pero no se construye.	Cerrado marzo 2013
Didcot A	1958	Cerrado	1972- 2013 (49 años)	Carbón y gas. Combustión conjunta de carbón con biomasa.	Innogy > RWE Innogy > RWE Npower Plc	Combustión conjunta de carbón y biomasa. Entre 2005-2007, se instalan sistemas de inyección de aire sobre fuego (AFO) pero opta por salirse del LCPD y toma la oferta de LLD de 20.000 horas.	Cerrado marzo 2013

Tilbury B	1029	Cerrado	1970 - 2013 (43 años)	Carbón	Innogy > RWE > RWE npower Plc	Opta por salirse del LCPD y toma la oferta de LLD de 20.000 horas. Se propone construcción de nueva central a carbón con tecnología CCS, pero no se construye. Se inicia conversión a biomasa antes del fin del LLD para solicitar autorización para reapertura como una nueva central. Un incendio en el 2013 resultó en el cierre de dos unidades y el abandono del proyecto de biomasa.	Cerrado agosto 2013
Ferrybridge C (Unidades 1 & 2)	980	Cerrado	1966 - 2014 (48 años)	Carbón	Edison Mission Energy > AEP > American Electric Power > SSE	Equipado con FGD en 2005 para cumplir con LCPD. Propuesta de nueva planta de carbón con CCS el 2006 que no fue construida. Las calderas se equiparon con una tecnología de aire sobre fuego reforzada en 2008. En 2013, los operadores de la central decidieron no cumplir con el IED.	Cerrado marzo 2014
Ferrybridge C (Unidades 3 & 4)	980	Cerrado	1966 - 2016 (50 años)	Carbón y combustión conjunta de carbón con biomasa	Edison Mission Energy > AEP > American Electric Power > SSE	Similar caso que el anterior. Se instaló equipos FGD en las unidades 3 y 4 el 2009 para cumplir con LCPD. SSE firmó un acuerdo de 5 años con UK Coal. Decidió no cumplir con IED y cerró antes de que entrara en vigor. Un incendio grave se desató en la unidad 4 en 2014 causando daños irreparables. Una nueva planta de combustión múltiple entró en funcionamiento el 2015, con otro proyecto de combustión múltiple en desarrollo.	Cerrado marzo 2016
Ironbridge B	970	Cerrado	1970 - 2015 (45 años)	Carbón Conversión a biomasa.	TXU > PowerGen > E.On	Opta por salirse del LCPD y postula al LLD por 20.000 horas. En 2012, ambas unidades se convirtieron en biomasa, se redujeron a 360 MW en abril del 2014 después de un incendio severo en la unidad 2. La central decidió no volver a solicitar autorización y, en cambio, cerró.	Cerrado noviembre 2015
Lynemouth	420	Cerrado. Conversión a biomasa	1970 - 2015 (45 años)	Carbón En conversión a biomasa.	Alcan > Lynemouth Power (RWE) > EPH	Equipado con FGD en 2011 para cumplir con LCPD 2. Se decidió no cumplir con el IED e ingresó a un LLD de 17.500 horas. La conversión de biomasa recibió la aprobación de la Ayuda Estatal de la UE en diciembre de 2015, y se conectará a la red el 2018.	Cerrado 2009-2012. Re-apertura 2013 - 2015. Se convierte a biomasa el 2018

Longannet	2304	Cerrado	1970 - 2016 (46 años)	Carbón	Scottish Power > Iberdrola	Se propone construcción de nueva planta de carbón con CCS en el sitio pero no se construye. El proyecto de reacondicionamiento CCS propuesto para la Competencia CCS del Reino Unido fue el último proyecto restante pero no fue financiado por el gobierno debido al costo. Unidades 1-3 equipadas con FGD en 2012-2013. La Unidad 4 empleó una estrategia de carbón con bajo contenido de azufre. Decidió no cumplir con el IED debido a que el reacondicionamiento no era rentable. No gana la licitación para prestar servicios de estabilidad a la red. No licitó para contratos de capacidad. Los costos del carbono y de estar conectados a la red también contribuyeron al cierre	Cerrado marzo 2016
Rugeley B	1006	Cerrado	1970 - 2016 (46 años)	Carbón	TXU > International Power (Engie / Mitsui) > Engie	Equipado con FGD en 2007 para cumplir con LCPD. Ingresó a TNP retrasando el cumplimiento con el IED hasta junio del 2020, pero no consiguió un contrato de capacidad para 2018-2021. Los costos del carbono contribuyeron al cierre.	Cerrado junio 2016
Eggborough	1960	Cerrado	1967 - 2018 (51 años)	Carbón	British Energy > Eggborough Power (EP Power Europe y Energeticky) > EPH	Unidades 3 y 4 equipadas con FGD el 2005 y se fortalece la tecnología de inyección de aire sobre fuego entre 2005-2007 para cumplir con el LCPD. Decide no cumplir con el IED e ingresó a LLD de 17.500 horas. Retrasa cierre planificado para suministrar energía de respaldo parcial durante el invierno 2016-17 bajo SBR. Asegura contrato de 1 año para 2017-18.	Cerrado septiembre 2018
Uskmouth	393	Funcionando / en conversión a combustibles de residuos	1970 – fecha actual (48 años)	Carbón. Antes combustión conjunta de carbón con biomasa. Conversión a residuos propuesta.	[CEGB > National Power >] AES > Uskmouth Power (Carron Energy / Welsh Power) > SSE > SIMEC	Central cerrada y reabierto varias veces bajo varios propietarios. Equipado con FGD el 2007 para cumplir con LCPD. SIMEC Atlantis ahora busca convertir unidades para quemar energía derivada de productos de desecho no reciclables.	Cerrado marzo 2013 / 2014 pero vuelve abrir bajo propiedad de SIMEC. Sin operar en 2018.

Kilroot	662	Funcionando	1970 - fecha actual (48 años)	Carbón	AES	Equipado con FGD el 2005 para cumplir con la LCPD. Optó por participar en el TNP. Irlanda del Norte ha transferido poderes en materia de energía, lo que significa que Kilroot no está bajo el mandato de la política de eliminación de carbón de GB. No se pudo asegurar el contrato de capacidad en la subasta SEM en 2018. El cierre era anunciado pero luego pospuesto por intercambio de contratos de capacidad.	Cierre pospuesto por intercambio de contratos de capacidad.
Fiddlers Ferry	1980	Funcionando	1971 - fecha actual (47 años)	Carbón y biomasa de combustión conjunta.	Edison Mission Energy > American Electric Power > SSE	Equipado con FGD el 2006 para cumplir con la LCPD. Entró en el TNP, pero es probable que cierre el 2020 en lugar de realizar obras de reacondicionamiento. Probablemente una unidad se cierre en una fecha próxima. Había propuesto el cierre en una fecha anterior pero se adjudicó los contratos SBR y Black Start. No obtuvo los contratos T-4 para 2019-20 y 2020-21.	Probablemente antes del 2020
Cottam	2008	Funcionando	1969 - fecha actual (49 años)	Carbón	London Electricity > London Power Company > EDF	Equipado con FGD en 2006 para cumplir con la LCPD. Ingresó a TNP retrasando el cumplimiento de IED hasta junio de 2020, pero se retiró del contrato de capacidad de 3 años que habría financiado la inversión de mejora. No hay signos claros de cumplimiento con IED. Contrato de capacidad garantizada para 2018-2019, pero debe ofertarse en T-1 para 2019-20.	Probablemente antes del 2025 – podría postular a la Excepción de Carga Máxima
Aberthaw B	1610	Funcionando Con horas reducidas	1971 - fecha actual (47 años)	Carbón y biomasa de combustión conjunta.	Innogy Plc, RWE Innogy > RWE Npower	Biomasa de combustión conjunta después de la introducción del Esquema de Obligación Renovable. Equipada con FGD para cumplir con LCPD. Reclamó ilegalmente una excepción para quemar combustibles de baja volatilidad que de hecho no quemó. Aseguró un contrato de capacidad para el para 2018-21 pero no para el 2022. Entró en el TNP, lo que retrasó el cumplimiento hasta junio de 2020. Ha estado funcionando en horario reducido desde abril de 2017	Situación legal no está clara: Podría postular a la Excepción de Carga Máxima. Tiene contrato de capacidad para el 2020-21.
West Burton	2012	Funcionando	1970 – fecha actual (48 años)	Carbón	TXU > London Power Company > EDF	Equipado con FGD en 2001 para cumplir con la LCPD. Ingresó a TNP retrasando el cumplimiento hasta junio de 2020 pero se retiró de un contrato de 3 años. 3 de cada 4 unidades tienen un contrato para 2020-21, pero fracasaron en la oferta T-4 para 2022.	500 al 2020 y 1500 al 2023.

Ratcliffe	2000	Funcionando	1970 – fecha actual (48 años)	Carbón	[CEGB] > PowerGen > E.On > Uniper	Equipado con tecnología en inyección de aire sobre fuego reforzada el 2005 y FGD el 2006 para cumplir con LCPD. Eligió cumplir con el IED pero también ingresó al TNP. Se invirtió en SCR el 2011 para cumplir con las normas de control de la contaminación, permitiendo la operación hasta los años 2020. Aseguró contrato de capacidad para 2018-22.	2025 alineada con políticas gubernamentales
Drax Unidades 1-3	1980	Funcionando	1973 – fecha actual (45 años)	Carbón y biomasa de combustión conjunta. Ahora biomasa.	[CEGB > National Power] > AES > Drax Power	Equipado con FGD antes del 2000 e instaló un sistema inyección de aire sobre fuego reforzado el 2008. Optó por cumplir con el IED de la UE, se ajustaron los depuradores SNCR a la unidad 3 y se ingresó al TNP. Las unidades 1 y 2 se convirtieron en biomasa el 2013 y 2014, con la unidad 3 el 2016.	Convertido a biomasa el 2016
Drax Unidades 4-6	1980	Funcionando	1986 – fecha actual (32 años)	Carbón Unidad 4 en ahora con biomas.		Equipado con FGD antes del 2000 y con un sistema de inyección de aire sobre fuego reforzado el 2008. Ingresó a TNP retrasando el cumplimiento hasta junio del 2020. Opta por cumplir con EU IED, equipando con purificadores de aire SNCR. Contrato de capacidad asegurada para 2018-22. La unidad 4 se convirtió a biomasa en 2018. Drax propone la conversión a gas para las dos unidades restantes unto con inversión en almacenamiento de energía.	Conversión desde el carbón podría estar completa al 2023.

ACERCA DE LOS AUTORES

Chris Littlecott – Líder del Programa, Transición de Combustibles Fósiles

Chris Littlecott lidera las actividades de E3G relacionadas a la transición del carbón hacia las energías renovables, con un enfoque en el creciente compromiso internacional en la eliminación del carbón. Ha estado estrechamente ligado a la política del carbón del Reino Unido desde 2008, trabajando como analista político, defensor de la sociedad civil y asesor del gobierno.

Chris fue asesor principal de políticas en el think tank Green Alliance durante 4 años donde publicó en octubre del 2008, "Una Última Oportunidad para el Carbón: que la captura y el almacenamiento de carbono se conviertan en realidad" y convocó al diálogo sobre CCS del Reino Unido en septiembre del 2009 con la participación de más de 40 organizaciones. Desde 2008 al 2011 se desempeñó como Vicepresidente del consejo de directores de la Agencia Europea de Medio Ambiente, la red más grande de organizaciones ambientales de Europa. También ha trabajado como asociado de investigación de políticas con la red académica de CCS de Escocia y es miembro del consejo asesor de ZEP, la plataforma tecnológica europea para CCS.

Louise Burrows – Asesora Política, Transición de Combustibles Fósiles

Louise Burrows trabaja como Asesora Política en las actividades de E3G que apoyan la transición del carbón hacia las energías renovable. Su trabajo se centra en cómo la política pública y la diplomacia internacional pueden apoyar este cambio que distancia del carbón.

Antes de unirse a E3G, Louise trabajó para el regulador de energía del Reino Unido, Ofgem. Ahí, su rol dentro del equipo de futuros energéticos sostenibles consistió en desarrollar el proceso de 'exploración de horizonte' para determinar las tendencias futuras del sistema de energía y los impulsores del cambio para informar las decisiones políticas. Anterior a esto en la misma reguladora colaboró con el equipo de "Cumplimiento", donde su papel consistía en la supervisión del cumplimiento de los estándares regulatorios y las condiciones de licencia en todo el mercado energético del Reino Unido.

Simon Skillings – Socio sénior

Simon Skillings lleva casi 35 años de experiencia trabajando en la industria de la energía y ha desarrollado un conocimiento avanzado de los mercados energéticos y las políticas y regulaciones de la UE / Reino Unido. Gran parte de este tiempo se ha dedicado a una variedad de roles estratégicos, normativos y de políticas para Powergen y E.ON UK, que culminaron en un período de 5 años como Director de Estrategia y Política Energética.

En 2007, estableció su propia empresa de consultoría energética, Trilemma UK Ltd., y posteriormente brindó asesoría sobre temas de inversión y políticas para una serie de empresas privadas, el Gobierno del Reino Unido y el regulador Ofgem. Es profesor asociado en la Escuela de Negocios Warwick, donde imparte clases sobre Negocios, Política y Regulación para el programa ejecutivo de MBA.

LISTA DE ACRÓNIMOS

BAT	La Mejor Tecnología Disponible
BATNEEC	La Mejor Tecnología Disponible Sin Costos Excesivos
BREF	Documento de Referencia sobre La Mejor Tecnología Disponible
CCA	Acta de Cambio Climático
CCC	Comité de Cambio Climático
CCGT	Turbina de Gas de Ciclo Combinado
CCS	Captura y Almacenamiento de Carbono
CEGB	Junta Central de Generación de Electricidad (Compañía Nacional)
CfD	Contratos por Diferencia
CM	Mercado de Capacidad
CPS	Apoyo a los Precios del Carbono
EMR	Reforma del Mercado Eléctrico
EU	Unión Europea
EU ETS	Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea
FEED	Ingeniería y Diseño Front-End
FiT	Tarifa de Alimentación
FGD	Desulfuración de gases de combustión
IED	Directiva de Emisiones Industriales
LCPD	Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión
LLD	Exención por Vida Útil Limitada
NECD	Directiva de Techos Nacionales de Emisión
NERP	Programa Nacional de Reducción de Emisiones
PLD	Derogación de Carga Máxima
PPCA	Alianza para la Eliminación del Carbón
RO	Esquema de Obligación Renovable
TNP	Plan Nacional de Transición
SBR	Reserva Suplementaria de Equilibrio
SCR	Reducción Catalítica Selectiva
SEM	Mercado Único de Electricidad
SNCR	Reducción Selectiva No Catalítica

NOTAS FINALES

¹ El sistema eléctrico de Gran Bretaña incluye Inglaterra, Escocia y Gales. El sector eléctrico en Irlanda del Norte forma parte del Single Electricity Market compartida con la República de Irlanda.

² Al desarrollar este estudio, encontramos que no había una descripción pública de las decisiones de las centrales eléctricas de carbón, por lo que hemos creado nuestras propias fuentes para brindar una visión general. Buscaremos seguir desarrollando esto en el futuro.

³ **Revolv: Viaducto de Holborn primer central eléctrica de carbón**

⁴ Todos los datos históricos sobre el carbón en esta sección se han extraídos del documento producido por el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) del 2008 que marcó el 60^a aniversario del servicio de estadísticas DUKES

⁵ Estas nuevas centrales eléctricas de carbón establecen múltiples récords por ser las más grandes o de mayor eficiencia en Europa.

⁶ **Estadísticas de Energía Nuclear (2013) del parlamento del Reino Unido**

⁷ **IET y Grupo Parlamentario de Estudios de Energía (2012): Política energética del Reino Unido 1980-2010. Una historia y lecciones para aprender.**

⁸ **IET y Grupo Parlamentario de Estudios de Energía (2012): Política energética del Reino Unido 1980-2010. Una historia y lecciones para aprender.**

⁹ **Banco Mundial (2018) Producción de electricidad a partir de fuentes de carbón (% del total).**

¹⁰ **DECC (2015) El discurso de Amber Rudd sobre una nueva dirección para la política energética del Reino Unido.**

¹¹ El sistema eléctrico de Gran Bretaña incluye Inglaterra, Escocia y Gales. El sector eléctrico en Irlanda del Norte forma parte del Single Electricity Market compartida con la República de Irlanda.

¹² **UK Guardian (2016) La energía del carbón del Reino Unido llega a cero por primera vez en más de 100 años**

¹³ **BBC News (2017): Primer día sin carbón en Gran Bretaña desde la década de 1880**

¹⁴ **BBC News (2017): Gran Bretaña sigue encendida sin carbón durante tres días**

¹⁵ **MyGridGB (2018) Rastreador de Carbón**

¹⁶ **MyGridGB (2018) Rastreador de Carbón**

¹⁷ El empleo en el sector minero del carbón se redujo durante el período de posguerra. En 1953 habían 713 mil trabajadores, cayendo a 528 mil en 1963; 252 mil en 1973; 148 mil en 1983; 10 mil en 1993; y 6 mil en 2003.

¹⁸ **Carbon Brief (2015) Mapeado: Cómo el Reino Unido genera su electricidad (2015)**

¹⁹ Por un análisis más profundo de las dinámicas de la privatización, ver Dieter Helm (2004) **“Electricidad, el Estado y el Mercado: Política Energética Británica desde 1979”**.

²⁰ **Gobierno del Reino Unido (2002) Nuestro futuro energético, creando una economía baja en carbono.**

²¹ Presentación realizada en la Cumbre de Clima CBI, 2 diciembre 2008, por Paul Golby, CEO de E.ON UK: **Diapositivas**

²² **Legislación del Reino Unido (2008) Ley de Cambio Climático**

²³ **CCC (2009) Cómo calcular los presupuestos de carbono: la necesidad de un cambio gradual**

²⁴ Para un mayor análisis ver E3G (2015) **“Eliminación gradual del carbón por los G7: Reino Unido. Una revisión para Oxfam”**

²⁵ **The Guardian UK (2009): El gobierno del Reino Unido dictamina que no hay carbón nuevo sin captura de carbono**

²⁶ Una nueva unidad CCS para la nueva central Kingsnorth en el sur de Inglaterra, y un reacondicionamiento con CCS para la central existente Longannet en Escocia.

²⁷ Para obtener una descripción general de los Costos Nivelados de la Electricidad de diferentes fuentes, consulte BEIS (2016) **Costos de la Generación de Electricidad**

²⁸ Ver Peter Brown (2015) **De FGD a CAC**, Transformar/Instituto de Evaluación y Gestión Ambiental.

²⁹ Ver por ejemplo Nils Markusson (2012), **La política de la implementación del FGD en el Reino Unido (1980s-2009)**, UK Energy Research Centre.

³⁰ Se encuentra detalles de los Valores Límites de Emisiones por diferentes tamaños de central eléctrica en Anexo V de la **Directive 2010/75/eu on Industrial Emissions (Integrated Pollution Prevention and Control)**.

³¹ Ver Guardian UK (2014): **Gobierno del Reino Unido cerrara vacío en "subsidio para carbón viejo"**

³² DECC (2015): **El gobierno anuncia planes para cerrar las centrales eléctricas de carbón para 2025**

³³ Inicialmente el gobierno propuso establecer un precio mínimo que aumentaría paulatinamente el precio del carbono y que sería pagado por las generadoras de electricidad británicas. El precio inicial fue de £15.70 el 2013 y estaba programado que este precio aumentaría alrededor de £2 por año hasta alcanzar £30 el 2020. Desde allí se supone que debía aumentar en £4 por año hasta alcanzar £70 al 2030. - **Sandbag (2016): El precio mínimo del carbono en el Reino Unido.**

³⁴ **BBC News (2015): Los líderes de los partidos hacen un compromiso climático conjunto**

³⁵ La referencia a "sin captura de emisiones de carbono" se refiere a la posible aplicación de CCS reflejando que se continuaría con la aplicación del marco regulatorio del Reino Unido para las nuevas centrales eléctricas que se habían implementado durante la última década.

³⁶ **DECC (2015) El discurso de Amber Rudd sobre una nueva dirección para la política energética del Reino Unido.**

³⁷ **BEIS (2016) Consulta sobre la generación de carbón en Gran Bretaña: el camino hacia un futuro bajo en carbono**

³⁸ **BEIS (2018) Respuesta del gobierno a la consulta del cierre de centrales de carbón sin captura de emisiones de carbono**

³⁹ Ver **Bloomberg (2018): Drax CEO Gardiner entrevistado por Reuters en la Cumbre NEF de Bloomberg (2018): Drax planea reducir los costos de electricidad de biomasa por un tercio**

⁴⁰ **Biofuelwatch y RSPB** brindan información y análisis sobre la producción de astillas de madera de biomasa.

⁴¹ **RSPB (sin fecha) Bioenergía: un problema candente**

⁴² **NRDC (2017): Energía solar y eólica más económica que la biomasa para un suministro seguro de electricidad en el Reino Unido**

⁴³ Comité de Cambio Climático (2018): **La biomasa en una economía baja en carbono**

⁴⁴ Timera Energy Blog (2016): **El impacto de las alzas en los precios del carbón**

⁴⁵ El regulador energético Ofgem dio una **explicación detallada de la decisión**

⁴⁶ Ver Belfast Telegraph (2018) **El costo de mantener abierto a la central de Kilroot incrementará pagos por consumidores por £14m.**

⁴⁷ Actualmente anticipamos que Fiddlers Ferry y Cottam cerrarán el 2020 (al igual que lo haría Uskmouth para facilitar su conversión planificada), mientras que es más probable que Aberthaw y West Burton tomen la ruta PLD (o se retiren de los contratos de capacidad).

⁴⁵ Ver la sección **‘intercambio de Conocimientos’ en la página web de BEIS sobre CCS**

⁴⁹ **BEIS (2018) Respuesta del gobierno a la consulta del cierre de centrales de carbón sin captura de emisiones de carbono**

⁵⁰ **BEIS (2018) Guía sobre la captura, uso y almacenamiento del carbono en el Reino Unido**

⁵¹ Ver Guardian (2017): **Hay que prohibir el carbón del plan de subsidio de respaldo de energía, dice Scottish Power**

⁵² Ver Guardian (2018) **Sitio de Central de Rugeley se transformara a distrito urbano sostenible**

⁵³ Esta sección analiza las cifras de Capacidad de Entrada de Transmisión informada por DUKES, que refleja el tamaño de la conexión a la red de cada central. Esta es una cifra menor a la Capacidad Instalada neta de la central, que usamos en la Sección 4.

⁵⁴ Ver **Análisis de Carbon Brief (2018): el gobierno del Reino Unido recorta las perspectivas para las nuevas centrales de gas, y Sandbag (2018): Carbón para limpiar: cómo el Reino Unido eliminará el carbón sin iniciar una carrera para el gas**

⁵⁵ **Business Green (2018): Los sectores de baja emisión de carbono del Reino Unido crecen casi al triple que la economía en general**

⁵⁶ **CCC (2017): Cumpliendo los presupuestos de carbono: cerrando le brecha política**

⁵⁷ La inversión significativa en Ratcliffe es una excepción.

⁵⁸ Esto tiene beneficios a corto plazo para la seguridad del suministro, pero corre el riesgo de impedir que nuevas inversiones ingresen al mercado.

⁵⁹ Ver **estudio de Gestión de Regeneración de Tierras**

⁶⁰ Ver **Chronicle Live (2017) Los planes para convertir el sitio de Blyth Power Station en un centro de trabajo dan un gran paso adelante**

⁶¹ Ver Guardian (2018) **Sitio de Central de Rugeley se transformara a distrito urbano sostenible**

⁶² **Plataforma de transición de las regiones del carbón de la UE (2018) Almacenamiento de energía al siguiente nivel - diapositivas de las presentaciones: Grupos de trabajo de la plataforma de transición de las regiones del carbón, 12 al 13 de julio de 2018**

⁶³ Ver por ejemplo **Nota de prensa de sobre Ferrybridge**

⁶⁴ **Sheffield Hallam University (2017): Transición del carbón en el Reino Unido**

⁶⁵ Una visión general muy útil se puede encontrar en la **nota de la Cámara de los Comunes sobre los cierres de las minas de carbón**

⁶⁶ Ver Financial Times (2017): **La caída del tráfico de carbón libera espacio para más trenes de pasajeros**

⁶⁷ En 2015, el gobierno manifestó su deseo de generar nueva generación de gas, pero posteriormente revisó significativamente sus proyecciones de construcción de gas nuevo.

⁶⁸ Ver evaluación del impacto de la consulta **Generación de carbón en Gran Bretaña: el camino hacia un futuro bajo en carbono**

⁶⁹ **Drax (2018) La ruta hacia cero emisiones de carbono**

⁷⁰ Para mayor información sobre los otros negocios del Grupo Drax ver **Drax: About Us**

⁷¹ Para más información sobre la adquisición ver **Drax (2018) Adquisición de la generación de electricidad flexible, baja en carbono y renovable en el Reino Unido por Iberdrola**

⁷² **Simec Atlantis (2017): Propuesta de adquisición de SIMEC Uskmouth Power Limited, creación de una plataforma de energía renovable y cambio de nombre a SIMEC Atlantis Energy Limited**

⁷³ **Simec Atlantic (2018): Contrato de FEED adjudicado para la primera conversión mundial de carbón a 100% de combustible derivado de residuos**

⁷⁴ **Simec Atlantis: Desarrollo y Operación de Proyectos, de Residuos a Energía**

⁷⁵ GFG Alliance es un grupo industrial de \$ 13 mil millones dirigido por Sanjeev Gupta, que tiene una participación mayoritaria en SIMEC Atlantis.

⁷⁶ **Lynemouth Power (2015): Pasos hacia la conversión**

⁷⁷ **Power Technology (2018): Central de electricidad de biomasa de Lynemouth**