

**FISCALIDAD Y REPARTO SOCIAL DE
POSIBLES BENEFICIOS DE LA
EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES**

CCOO DE INDUSTRIA

Departamento de Medio Ambiente

Con la colaboración de Tamara Antón Nadales

Madrid, abril de 2015

INDICE

1- CONSIDERACIONES PREVIAS	3
2. FISCALIDAD EN LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACION Y PRODUCCION DE GAS NO CONVENCIONAL EN ESPAÑA	5
a. Marco regulatorio y niveles de actuación.....	5
b. Impuestos relacionados con la actividades de exploración y producción de gas no convencional.....	6
c. Situación actual y experiencias en Derecho comparado	9
3. ALGUNAS EXPERIENCIAS E INICIATIVAS DE FISCALIDAD	10
A. Noruega, la experiencia socialdemócrata.....	10
B. La apuesta del Reino Unido por el gas pizarra.....	12
C. El sueño de la independencia energética de Polonia	14
D. Fiscalidad en Italia	15
E. La experiencia de Canada.....	17
F. El joven modelo danés.	20
G. El centralismo francés.....	21
H. El ventajoso régimen irlandés.....	23
I. El modelo americano	24
J. La posición del Gobierno español.....	27
4- HACER LAS COSAS DE OTRA MANERA	28
CONCLUSIONES Y PROPUESTAS DE ACTUACIÓN SINDICAL.....	29
Anexo I. Algunos impuestos medioambientales creados por las CC.AA.....	33
Anexo II. Resumen del Proyecto de Ley de Hidrocarburos en referencia a la exploracion y produccion de gas no convencional	39

1- CONSIDERACIONES PREVIAS

- La dependencia energética de España (ya tratada en otros documentos de la Secretaría de Salud Laboral y Medio Ambiente) sitúa en el debate nacional la necesidad de abordar, a partir de las nuevas disponibilidades tecnológicas, la exploración/explotación de hidrocarburos no convencionales, lo que ha suscitado en el país un cierto rechazo social, un posicionamiento errático de los dos partidos mayoritarios y un confuso y tímido debate en la comunidad científica.
- La denominada revolución del shale gas y de otros hidrocarburos no convencionales ha venido para quedarse y se extiende como una mancha de aceite por el conjunto del planeta. No solo porque sus potenciales reservas se encuentren distribuidas geográficamente con mayor heterogeneidad que la conocida en el último siglo respecto de los hidrocarburos convencionales (Oriente Medio, Venezuela, Nigeria, Noruega, Rusia, Argelia, etc.) sino también porque el debate sobre sus posibilidades alcanza cada vez a más países. Y así, mientras se manifiestan a favor de la exploración/explotación países como EE.UU., Canadá, China, Rusia, Reino Unido, Polonia, Dinamarca, Rumanía, Estonia, Lituania, Suecia, Noruega, Pakistán, Chile, Brasil, Argentina, Perú, Uruguay, Arabia Saudí, Ucrania, Colombia, Jordania, Paraguay, Argelia, México, Sudáfrica, Marruecos, Ucrania, Australia e India; lo hacen en contra Francia, Irlanda, Austria, Bulgaria, República Checa, Holanda y Suiza; o, como es el caso, Alemania, establece la cautela de "prohibir los proyectos de fracturación para explotar el gas de esquisto [...] por encima de los 3.000 metros de profundidad", lo que, de hecho supone una aceptación encubierta, además de permitir lo que denomina "medidas exploratorias supervisadas científicamente".
- La falta de tradición petrolera de España es una oportunidad para abordar la regulación de la exploración/ explotación de los hidrocarburos no convencionales en las mejores condiciones posibles, eludiendo los errores cometidos por algunos países (modelos de explotación intensiva) y aprovechando las experiencias positivas de otros, definir con suficiente anticipación un marco regulador medioambientalmente sostenible y socialmente justo.
- En España, el acalorado debate social que se está produciendo ha carecido de dirección e iniciativa política, quedando el mismo al albur de los intereses, en muchos casos provincianos, de los partidos mayoritarios. Resulta asombroso que desde el Gobierno no se haya buscado racionalizar dicho debate, instando a las más altas instituciones científicas del país a buscar un posicionamiento basado en evidencias.
- Mientras tanto, los argumentos centrales del discurso del movimiento ecologista se han dirigido de manera exclusiva a los posibles riesgos medioambientales de la exploración/explotación de hidrocarburos no convencionales: uso de sustancias químicas, consumo de agua, sismicidad, contaminación de acuíferos, emisiones de metano, burbuja especulativa, etc., eludiendo en el debate los aspectos de la competitividad empresarial en

escenarios globales y las políticas industriales y de empleo. De hecho, las cuestiones de fiscalidad, han estado alejadas del debate social y técnico respecto a los mismos, por el liderazgo social hegemónico ejercido por el movimiento ecologista taponando incluso la posibilidad de interlocuciones alternativas: propietarios de tierras, ayuntamientos, mancomunidades, sindicatos, etc.

- Por otra parte, algunas derechas regionales con potentes apoyos institucionales (PP en varias comunidades autónomas, UPN y CC en Canarias, entre otros) han metido el debate en la vía legal; con sentencias, a estas alturas, contrarias por parte del Tribunal Constitucional: casos de Cantabria, Canarias, La Rioja y Navarra. En este sentido, tampoco ha de descartarse que el rechazo institucional de algunas comunidades autónomas, además de estar condicionado por intereses electorales inmediatos, forme parte de una estrategia que busque, a medio plazo, posiciones negociadoras de ventaja para maximizar la rentabilización fiscal de la extracción de hidrocarburos no convencionales.

Sin embargo, son precisamente dichas sentencias (por la práctica irreversibilidad de las exploraciones) las que ponen encima de la mesa, con toda crudeza, la necesidad de avanzar en el debate sobre el posible reparto social de los beneficios de la explotación de hidrocarburos no convencionales, si estos existieran en la medida que algunos expertos pronostican. Tener la fortuna de contar con reservas de Hidrocarburos no convencionales (algo que sólo podrá saberse si se explora) no basta para asegurar que ello generará beneficios al conjunto de la sociedad. De hecho la experiencia histórica del comportamiento de las grandes compañías petroleras aconseja disponer de un modelo regulador muy preciso y adaptado a los intereses nacionales.

La oportunidad del debate viene dada por la necesidad de incidir en la regulación que el gobierno pudiera hacer al respecto (tras un cierto amago de consulta con diferentes agentes) a la vez que intentar condicionar la tentación que pudiera sentir la industria extractora de protegerse tras el entramado de sentencias favorables. Y todo ello, sin dejar de considerar como prioritarias las cuestiones medioambientales (sobre las que ya se han fijado criterios en el documento de la Secretaría de Salud Laboral y Medio Ambiente "EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS", de marzo de 2014) por la importancia que las mismas juegan en la opinión pública.

- Por otra parte, en el ámbito político tampoco ha sido posible el establecimiento de una política de Estado que hubiera establecido consensos básicos respecto al suministro de una energía sostenible, segura, eficiente, y competitiva como punto de partida para la redefinición de un nuevo modelo de desarrollo económico e industrial. Un pacto que sitúe como objetivo estratégico la reducción de la dependencia energética de España del exterior y la mejora de la competitividad de las empresas. Y que a la vez que dé estabilidad y garantías a los inversionistas, fije el mix energético y eléctrico, determine los objetivos ambientales y los medios para su consecución, establezca los criterios para la explotación racional, eficaz y sostenible de los recursos propios, defina una fiscalidad energética y ambiental con criterios de interés nacional y proceda a la reubicación de España en la política energética de la UE. Lo que resulta tanto más urgente, tras los acontecimientos bélicos en Ucrania, con un trasfondo evidente de

intento de control por parte de Rusia del mercado europeo del gas, en un intento de fijar a EE.UU los límites a su expansionismo energético, tras la denominada revolución del shale gas.

2. FISCALIDAD EN LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACION Y PRODUCCION DE GAS NO CONVENCIONAL EN ESPAÑA

Según el estudio realizado por los abogados Carlos de Miguel y Miguel Bastida, la fiscalidad de las actividades de exploración y producción de gas no convencional en España en actualidad presenta las siguientes características:

a. Marco regulatorio y niveles de actuación

Marco Normativo Básico:

- ✓ Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades (TRLIS)
- ✓ Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales(LIIEE)
- ✓ Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas
- ✓ Ley Orgánica 8/1980, de 22 de septiembre, de financiación de las Comunidades Autónomas (LOFCA)
- ✓ Real Decreto Legislativo 1/1993, de 24 de septiembre , por la que se aprueba el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre las Transacciones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados (TRLITP-AJD)
- ✓ Leyes autonómicas relativas a impuestos propios de carácter medioambiental
- ✓ Real Decreto Legislativo 2/2004 , de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales (TRLHL)
- ✓ Ordenanzas fiscales

Niveles competenciales de actuación:

- ✓ Administración estatal:
 - Impuesto sobre Sociedades (IS)
 - 50% de la recaudación del Impuesto sobre el Valor Añadido(IVA)
 - Impuesto sobre Hidrocarburos (IH)
- ✓ Administración autonómica :
 - Impuesto sobre Transacciones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados (ITP-AJD)

- Impuestos propios creados al amparo de la LOFCA
- 50% de la recaudación del IVA
- ✓ Administración local:
 - Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI)
 - Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE)
 - Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO)
 - Tasas
 - Participación en los tributos del Estado y la CCAA

b. Impuestos relacionados con la actividades de exploración y producción de gas no convencional

➤ Impuesto sobre Sociedades

- Base imponible: Resultado contable (ingresos-gastos) ajustados a determinadas partidas previstas en el TRLIS (factor de agotamiento, gastos financieros no deducibles, deterioros de inmovilizado material no deducibles).
- Bases imponibles negativas compensables con el límite de 25% /50% si el volumen de operaciones es superior a 6.010.121,04 €. Plazo máximo de compensación de 18 años.

En el proyecto de Ley del IS de 2015: limitación del 60% de base imponible previa y sin límite temporal.

- Tipo de gravamen: 35% para entidades dedicadas a la exploración, investigación y explotación de yacimientos y almacenamientos subterráneos de hidrocarburos en los términos de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector hidrocarburos. Tipo de gravamen: 30%.
Proyecto de Ley IS 2015: Tipo de gravamen 30%, para entidades dedicadas a la exploración, investigación y explotación de yacimientos y almacenamientos subterráneos de hidrocarburos. Tipo de gravamen general: 25%.

➤ Impuestos sobre Hidrocarburos

- Hecho imponible: extracción de gas natural.
- Base imponible: poder energético expresado en gigajulios (GJ).
- Cuota:

Uso	Cuota
Uso general	1,15 euros por gigajulio
Distintos a los de carburante, así como el gas	0,65 euros por gigajulio

natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios	
Fines profesionales siempre y cuando no se utilicen en procesos de cogeneración y generación directa o indirecta de energía eléctrica	0,15 euros por gigajulio

- La circulación de los productos sujetos a este a este impuesto entre fábricas y depósitos fiscales se producirá en régimen suspensivo.

➤ Cánones por utilización del dominio público hidráulico

1. Canon por ocupación , utilización y aprovechamiento de los bienes de dominio público hidráulico.

- Serán sujetos los concesionarios o personas autorizadas o, en su caso , quienes se subroguen en lugar de aquéllos.
- La base imponible se determinará por el Organismo de cuenca y será el valor del terreno ocupado, el valor de la utilización del dominio público o el valor de los materiales consumidos o la utilidad que reporte el aprovechamiento de los bienes del dominio público hidráulico, según proceda.
- El tipo de gravamen será el 5% o del 100% en caso de aprovechamiento del dominio público hidráulico.

2. Canon de control de vertidos:

- Son sujetos pasivos quienes lleven a cabo el vertido.
- El importe del canon de control de vertidos será el producto del volumen de vertido autorizado por el precio unitario de control de vertido.

➤ Imposición indirecta

1. IVA

- Grava las entregas de bienes y prestaciones de servicios realizadas por empresarios o profesionales dentro del ámbito territorial del impuesto.
- El tipo de gravamen general es del 21%.
- Las cuotas son deducibles si el destinatario o adquirente desarrolla actividades económicas sujetas y no exentas.

2. ITP-AJ

- Está sujeta a la modalidad de Transmisiones Patrimoniales Onerosas las concesiones administrativas así como los actos o negocios que supongan el otorgamiento de facultades de gestión de servicios públicos o de la atribución de uso privado o aprovechamiento especial de bienes de dominio o uso público.

- Base imponible: Regla general , pecio o canon (capitalizado, según el plazo de la concesión, al tipo del 10% si el canon es anual y se satisface periódicamente).
- Tipo de gravamen: 4%.

➤ Impuestos medioambientales creados por las CC.AA:

- Comunidades Autónomas podrán establecer y exigir sus propios tributos de acuerdo con la Constitución y las leyes.
- Los tributos que establezcan las Comunidades Autónomas no podrán recaer sobre hechos imponibles gravados por el Estado o sobre hechos imponibles gravados por tributos locales.
- No podrán sujetarse elementos patrimoniales situados, rendimientos originados o actividades desarrolladas fuera del territorio de la respectiva Comunidad Autónoma.

(Anexo I. Algunos impuestos medioambientales creados por las CCAA).

➤ Imposición local

1. IBI:

- Titularidad de bienes inmuebles de Características Especiales (BICE).
- Base imponible: valor catastral determinado por el Catastro Inmobiliario.
- Tipo de gravamen: 0,4% -1,3%.

2. IAE

- Hecho imponible: ejercicio, en territorio nacional, de actividades empresariales, profesionales o artísticas, se ejerzan o no en local determinado.
- Cuota: (Epígrafe 123.1: Extracción y depuración de gas natural): por cada obrero 87,711707 € más 64,073900€ por cada Kw.

3. ICIO:

- Hecho imponible: realización m dentro del término municipal, de cualquier construcción, instalación u obra para la que se exija obtención de la correspondiente licencia de obras o urbanística.
- Base imponible: coste real y efectivo de la construcción, instalación u obra.
- Tipo de gravamen: máximo 4%.

4. Tasas:

- Utilización privativa o el aprovechamiento especial del dominio público local (entre otros, ocupación del subsuelo de terrenos de uso público local o la instalación de tendidos, tuberías y galerías para las conducciones de energía eléctrica, agua o gas). Prestación de un servicio público o la realización de una actividad administrativa en régimen de derecho público de competencia local (entre otros, otorgamiento de licencias).
- El importe de la tasa será, con carácter general, el valor que tendrá en el mercado la utilidad derivada de dicha utilización o aprovechamiento, si los bienes afectados no fuesen de dominio público.

c. Situación actual y experiencias en Derecho comparado

- Valoración actual del marco actualmente existente:
 - Varios niveles competenciales implicados en la gestión, inspección y recaudación de los impuestos (Estado ,CC.AA y entidades locales).
 - Existe un único impuesto específico exclusivamente vinculado a la actividad de extracción de hidrocarburos (IH). Anuncio en medios de comunicación de un posible nuevo impuesto sobre la producción (8%).
 - El sistema tributario actual dispone de figuras tributarias que recaen sobre diversas manifestaciones de capacidad económica vinculadas a las distintas fases de la actividad económica.
 - Incidencia de la capacidad normativa de las CCAA.
 - Participación de las Administraciones Públicas en proyectos empresariales mediante la toma de participación directa.
- Experiencia en otros países:
 - **Recargos** en el tipo de gravamen general del impuesto sobre beneficios aplicables a las empresas dedicadas a la producción de hidrocarburos (Noruega , Reino Unido , Italia).
 - Creación de **otras figuras tributarias específicas**: Cash Flow tax (Polonia) , impuesto sobre la producción (Francia).
 - **Regalías** calculadas sobre el valor de la producción (Polonia , Francia).
 - **Común denominador**: distribución de la recaudación entre los entes territoriales que soportan las externalidades derivadas de las actuaciones de exploración y explotación.

3. ALGUNAS EXPERIENCIAS E INICIATIVAS DE FISCALIDAD

A. Noruega, la experiencia socialdemócrata.

La experiencia noruega está muy condicionada por la impronta de políticas de corte fuertemente socialdemócrata, desarrolladas a partir de los años 70, y cuyos objetivos fueron:

- Garantizar que la mayor parte de la renta de los hidrocarburos correspondiera al Estado.
- Creación de una empresa petrolera estatal.
- Creación de una Dirección General petrolera responsable ante la sociedad de los recursos y la seguridad.
- Apoyo a la creación de una industria auxiliar nacional potente.
- Acompañamiento del ritmo de extracción y de inversión para no marginar el desarrollo de otras actividades industriales y para asegurar la durabilidad temporal de los recursos.
- Extracción responsable desde el punto de vista del medio ambiente.

En el 1972 se creó la empresa estatal Statoil, con el objetivo de incrementar los ingresos estatales así como participar directamente en un sector estratégico. Por ello se atribuyó a Statoil el 50% de la participación de las licencias concedidas a terceros.

En 1985 Statoil se fusiona con SDFI (State Direct Financial Interest) de forma que se pudiera transferir directamente al Estado los beneficios de la actividad, reduciendo de este modo los privilegios de la Statoil.

En 2001 se reestructura la compañía y se privatiza, aunque el Estado sigue siendo el socio mayoritario con un 67% de las acciones. La SDFI se transfiere a una sociedad estatal.

Aunque el papel de Statoil se ha visto reducido, la idea de que los recursos naturales tengan que ser explotadas en beneficio de toda sociedad sigue estando presente. Las formas de participación estatal están garantizadas ya sea indirectamente, a través de la Statoil en licencias con otros operadores, o directamente a través del SDFI (en 2010 mediante este organismo el estado participaba en 137 licencias de producción y formaba parte de 14 joint-venture).

Según el informe de Daniel Romo, Fernando Pérez y Rolando V. Jiménez "la renta petrolera en Noruega se distribuye entre los participantes de la industria, es decir privados y gobierno, correspondiendo a este último la mayor parte a través del régimen fiscal aplicado, consistente en el cobro de regalías, impuestos y dividendos obtenidos en las empresas estatales.

Noruega se organiza territorialmente en tres niveles: gobierno central, regional y local. La constitución noruega atribuye al estado central el poder legislativo y recaudatorio. Por lo tanto, la normativa que regula el sector energético es estatal. La actividad de exploración y producción de hidrocarburos se regulan en la Petroleum Act.

El gobierno central conserva el derecho de propiedad sobre los recursos del subsuelo, y las actividades de exploración y producción se gestionan a través de la concesión de licencias mediante subasta. Hay dos tipos de autorizaciones:

- La autorización de exploración, que garantiza el derecho no exclusivo de exploración en una determinada zona y que prevé el pago de 65.000 NOK (8.150€ aproximadamente) anuales. La duración es de tres años.
- La autorización de explotación, es concedida a través de un sistema de subasta, que obliga a un depósito de participación a la subasta de 109.000NOK (13.620€ aproximadamente).

Las regalías o royalties son mínimas y se aplican a los yacimientos que empezaron a explotarse antes de 1986 (8% del valor de la producción, aunque para las áreas especialmente rentables pueden alcanzar hasta el 16%).

En el caso de los yacimientos de gas, las regalías fueron abolidas en 1992.

Durante la fase de explotación se prevé el pago de un canon anual:

Canones anuales de concesion		
	NOK/km2	€ km2
1° anualidad	30.000	3.748
2° anualidad	60.000	7.496
Anualidades sucesivas	120.000	14.992
Fuente. Petroleum Act 2009		

En el caso de exploración y producción offshore el canon de concesión es de 40.000 NOK (5.000€) por km².

Existen dos elementos principales aplicables en materia fiscal a la industria petrolera. “El primero es un impuesto corporativo normal (28%) y un impuesto especial sobre la producción petrolera (50%), lo cual arroja una tasa combinada de 78% sobre las utilidades generadas en el año por cada empresa. De los países petroleros que existen, Noruega es de los pocos que aplican lo que es conocido como la regla de “pájaro en mano”, al haber creado y puesto en marcha el modelo petrolero adecuado a las reales condiciones con las que se opera en la actualidad, sin presumir sobre posibilidades deseables pero no asegurables.

Para el cálculo de la base imponible, ya sea del impuesto general como del específico, las inversiones están sujetas a una depreciación de 6 años a partir de la

fecha de devengo. Además se pueden deducir todos los gastos (gastos de exploración, gastos en I+D+i, gastos financieros, operativos, etc.). En el caso del impuesto especial se prevé una deducción adicional: la base imponible del impuesto especial sobre actividades petrolíferas será calculada con un sobrecoste del 7,5% anual de los gastos efectivamente realizados como inversiones (uplift) durante 4 años.

El sector petrolero contribuyó en 2009 con el 26% del total de ingresos del gobierno, pero llegaron a participar con una tercera parte de dichos ingresos entre 2006 y 2008, cuando los precios del petróleo crudo eran altos.

Una de las estrategias de Noruega ha sido la constitución de ahorros originados por las operaciones petroleras, lo que propicia menor volatilidad fiscal y disminuye el esfuerzo de contener las presiones inflacionarias. Así, en 1990 se creó el “*Petroleum Fund*”, el cual fue rebautizado en 2006 con el nombre de “*Government Pension Fund-Global*”. Su propósito es ser un instrumento de la política económica, diseñado para asegurar que los ingresos petroleros sean usados en beneficio de las actuales y posteriores generaciones, ya que en años futuros la población de Noruega registrará un aumento en el sector de las personas mayores, que demandarán más recursos para satisfacer sus necesidades. Además, también podría usarse en caso de que exista un déficit en el balance fiscal no petrolero.

El fondo es administrado por el Norges Bank Investment Management (NBIM), que depende del Banco Central de Noruega y es considerado uno de los cuatro más grandes en el mundo, pues acumuló activos al cierre de 2010 por 525 mil millones de dólares. Los rendimientos que se obtienen de las inversiones se cuentan como “ingresos petroleros de caja netos” del gobierno.

A finales de la década de 1980 a Noruega le empezó a suceder algo parecido a lo ocurrido en Holanda con los ingresos petroleros, la llamada “*enfermedad holandesa*”, es decir, las consecuencias dañinas de un súbito incremento en los ingresos de un país. Pero puso énfasis en disminuir las presiones inflacionarias y canalizar parte de sus ingresos extraordinarios a pagar su deuda externa hasta su eliminación. Posteriormente determinó que dichos ingresos extraordinarios derivados del petróleo fueran invertidos en los mercados internacionales de dinero (bonos) y de capitales (acciones) e incluso en bienes raíces, pero excluyendo activos financieros de empresas dedicadas a actividades que afectan el medio ambiente, fomentan el armamentismo y producen bienes perjudiciales para el ser humano.

B. La apuesta del Reino Unido por el gas pizarra.

El Reino Unido ha hecho una apuesta decidida por el gas de esquisto hasta el punto de declarar las tres cuartas partes de su territorio nacional como explorables y adelantando el próximo marco regulador en materia tributaria del sector. En un discurso pronunciado el pasado 13 de enero, el primer ministro David Cameron anunció que los municipios donde se realicen las perforaciones obtendrán el 100% de los impuestos derivados de la producción (actualmente reciben el 50%), lo que podría suponer unos ingresos extras de más de dos millones de euros por municipio

y la creación global de 74.000 empleos. Más en concreto, el Gobierno del Reino Unido propone que los municipios obtengan:

- 120,000 euros por cada pozo que requiera la utilización de la técnica de fracturación hidráulica.
- 1% de los beneficios de la producción de gas de esquisto – lo que equivaldría a entre 6 y 12 millones de euros por pozo, a lo largo de su vida útil.
- 100% de los impuestos, equivalente a 2 millones de euros cada año.

A lo que habría que añadir que la industria ofrece de forma voluntaria un pago único de 25.000 euros a las comunidades por cada pozo horizontal de más de 200 metros.

La Asociación de Municipios del Reino Unido (Local Government Association) acogió positivamente el anuncio al que calificó de *“un paso en la dirección correcta ya que los impuestos servirán para ayudar a los municipios a mantener y mejorar los servicios a los residentes”*. También añadió que *“esperan recibir los detalles de una propuesta que debe remunerar, en su justa medida, a aquellos que más directamente se ven afectados”*. En este sentido, apostaron por aumentar hasta el 10% el porcentaje de beneficios derivados de la producción de gas de esquisto.

El Reino Unido tiene un sistema legal complejo, fundado en tres sistemas legales distintos: Inglaterra, Gales e Irlanda del Norte. Los tres sistemas tienen relación entre si y tienen muchos puntos en común.

Las reservas de hidrocarburos son consideradas estratégicas para el país como pone en evidencia la primera intervención normativa en el sector; el Real Decreto de 1914 donde el gobierno británico decidía participar en la actividad de la Anglo-Persian Oil Company (hoy British Petroleum).

No obstante, el único instrumento a través del cual el Estado obtiene ingresos son los impuestos.

El sistema de autorizaciones de investigación y explotación se basa en el derecho de propiedad de los recursos del subsuelo. En el caso de los yacimientos onshore la propiedad sobre los recursos de hidrocarburos presentes en el subsuelo es única y exclusivamente atribuible al Estado. En el caso de los yacimientos offshore a la Corona se le reconoce el derecho exclusivo de exploración y explotación conforme a los principios del derecho público internacional. La concesión de licencias o autorizaciones varía en función de si el emplazamiento está en el entro tierra o en el mar. Mientras que en el primer caso se conceden a petición de los operadores para los segundos se realizan subastas de concesión de forma periódica.

Desde 2002 las empresas del sector ya no tienen que pagar regalías. Sí que se paga un canon anual al estado por las licencias, la cuantía de este dependerá del topo de autorización que se posea.

Las compañías petrolíferas que tienen sede legal en el Reino Unido tienen que pagar un impuesto sobre los beneficios generados (CIT- Corporate Income Tax), tenían en cuenta los beneficios generados en actividades llevadas a cabo en terceros países. El tipo impositivo es del 30% para las actividades de exploración y

explotación y del 28% para el resto de las actividades que realicen las compañías del sector.

La particularidad del sistema británico tiene que ver con el cálculo de la base imponible. Los beneficios y los gastos de las actividades de upstream se contabilizan separadamente a los de los ingresos y gastos de otras actividades. Esta distinción es importante para la aplicación de las deducciones; particularmente ventajosas en el caso de las actividades de exploración y explotación. Para los gastos en maquinaria e instalaciones se prevé una deducción del 100% del gasto en el año en el que se ha realizado. Una deducción del 100% del gasto se contempla para las inversiones en investigación durante la fase de exploración y para dar comienzo a la actividad comercial.

En términos generales los gastos en I+D son deducibles del impuesto de sociedades. Por lo que además otras de las ventajas fiscales es la posibilidad de deducir los gastos de I+D que no pertenecen a la actividad de exploración o investigación.

Con carácter específico, para las actividades petrolíferas el sistema fiscal británico prevé un suplemento sobre el impuesto sobre beneficios anteriormente analizado. Desde el año 2011 es del 32% (anteriormente del 20%). Dicho aumento ha supuesto que la presión fiscal sobre las empresas del sector se sitúe entre el 62% y el 82%, dependiendo de los años que se tiene la concesión.

Para las actividades en emplazamientos cuya licencia fue concedida antes del 16 de marzo de 1993 se prevé el pago de un impuesto del 50% de los beneficios de la actividad. El pago se realiza semestralmente y hay que pagarlo por cada uno de los campos en producción. El cálculo de la base imponible no tiene en cuenta solo los beneficios sino que tiene en consideración también las cifras pagadas en concepto de tarifas en otros campos por el uso de infraestructuras y maquinaria.

Para impedir que el impuesto reduzca excesivamente la rentabilidad de un campo de explotación, se establece como límite que el impuesto a pagar no suponga una reducción anual de la rentabilidad del campo inferior al 15% de los gastos acumulados llevados a cabo por la compañía.

C. *El sueño de la independencia energética de Polonia*

El gobierno polaco, urgido por su conflictiva dependencia energética de Rusia, aprobó, el pasado mes de agosto, un impuesto especial a la producción de hidrocarburos, intentando, según el contenido de la propia ley, equilibrar la participación de la Hacienda pública en los beneficios con una adecuada tasa de retorno para los inversores. Lo que supone de hecho una invitación abierta a las compañías petroleras con tecnología aterricen en suelo polaco.

Aunque el alcance de la ley es amplio (petróleo crudo, gas natural y sus recursos naturales derivados, con la excepción del metano que aparece en los depósitos de carbón y el que se encuentra presente como acompañamiento mineral...) el objetivo prioritario es la regulación del gas de esquisto.

- Exploración: sistema de pagos voluntarios a las comunidades.
- Producción:
 - o El nuevo sistema tributario aprobado en 2014, entrará en vigor el 1 de enero de 2016 y será efectivo, a efectos de tributación, en 2020.
 - o Royalties: sobre el valor de la producción (1,5% shale gas, 3% shale oil).
 - o Cash flow tax: del 0% al 25% según la relación ingresos/gastos.
 - o Los impuestos de producción de hidrocarburos se dividirán entre los municipios (60%), la provincia (15%), la región (15%) y el Fondo Nacional para el Medio Ambiente (10%), que hasta ahora es el único beneficiario directo.

D. *Fiscalidad en Italia*

El régimen fiscal al que están sometidas las empresas que se dedican a la exploración y explotación de Hidrocarburos que operan en Italia está formado principalmente por 2 impuestos; uno de naturaleza estatal, el IRES (Imposta sui Redditi delle Società), y uno de carácter regional, el IRAP (Imposta Regionale sulle Attività Produttive).

El IRES es un impuesto proporcional que graba los ingresos de las personas jurídicas, como nuestro Impuesto de Sociedades, tanto de residentes como no residentes. El tipo de gravamen sobre los ingresos netos de la sociedad será del 27,5% (hasta el 2007 era del 33%).

El IRAP es un impuesto sobre el ejercicio de cualquier actividad y son sujetos pasivos aquellos que llevan a cabo una actividad productiva. La capacidad recaudatoria del IRAP recae en el valor añadido de la producción, es decir, los ingresos de la sociedad una vez deducidos los costes necesarios para llevar a cabo tal actividad, tanto los directos como los indirectos. La estructura del IRAP es tal que no tiene en cuenta la capacidad contributiva del sujeto pasivo; se estará por lo tanto sujeto al impuesto siempre que exista actividad productiva, independientemente de que se produzca un incremento real del patrimonio. Por lo tanto aunque existan pérdidas el impuesto debe devengarse igualmente. El tipo de gravamen en la actualidad es del 3,9%.

Además, en el caso específico del sector petrolífero y del gas, se prevé un incremento del IRES. Este incremento, coloquialmente conocida como la “Robin Hood Tax”, tuvo un valor inicial del 5,5%, en 2009 se incrementó al 6,5% y actualmente es del 10,5%. Por lo tanto, a efectos de, la alícuota del IRES para las actividades petrolíferas asciende al 38%. A la que se tendría que añadir el IRAP, llegando al 41,9%. Este cálculo sin embargo es solo aproximativo ya que las bases imponibles del IRES y del IRAP son distintas.

Desde el 2009 además, a un impuesto adicional del 4% sobre los beneficios antes de impuestos para las empresas italianas del sector que tienen un patrimonio superior a los 20 millones de euros y que cotizan en bolsa. La particularidad de los

requisitos que debe cumplir el sujeto pasivo hace que actualmente solo la ENI S.P.A esté sujeta a su aplicación. A estos ingresos habría que añadir los obtenidos a través de los cánones y las royalties. Las royalties consisten en una porcentual sobre la producción que el titular del derecho de usufructo debe satisfacer al propietario del subsuelo, ya sea al estado o a un privado. El propietario de los recursos, de este modo, participa a la producción pero sin sostener los costes y sin asumir los riesgos de la actividad. Por lo tanto no se trata de un impuesto propiamente dicho.

Los cánones sin embargo van aplicados a los titulares de las autorizaciones de prospección, a los permisos de investigación, etc y representa un tipo de alquiler por el uso, normalmente exclusivo, de una determinada superficie. Normalmente se paga anualmente por anticipado y es proporcional a la extensión de superficie por la que se acuerda la concesión. Por lo tanto, el canon no está ligado a la posibilidad o menos de extracción de los hidrocarburos.

Por norma general los cánones tienen un valor muy inferior a las royalties ya que un valor demasiado alto limitaría la entrada al sector de pequeñas empresas y limitando por lo tanto la competencia.

En Italia, los ingresos por royalties son muy elevados en comparación con los ingresos que se obtienen por los cánones y normalmente oscilan entre el 4% y el 10% del valor del crudo o el gas extraído. El mínimo del 4% se aplica a la producción de petróleo en el mar mientras el 10% en los emplazamientos de tierra. Los cánones varían entre alrededor de los 3,5€ por kilómetro cuadrado en los permisos de prospección, 16€ km² para los permisos de investigación y los 70€ km² en el caso de extracción.

Una parte de los ingresos, alrededor del 3%, obtenido por royalties de las prospecciones de tierra son destinados al llamado Fondo de Hidrocarburos. Este Fondo tiene como finalidad reducir los precios de los carburantes de aquellas regiones donde se lleva a cabo la extracción del gas o del petróleo. El 7% restante de los ingresos por royalties se reparte entre el Estado (30%), la región (55%) y el ayuntamiento (15%). Con excepcionalidad de algunas regiones del Sur de Italia que reciben también el 30 % que correspondería al Estado.

El 3% que va a parar al Fondo de Hidrocarburos se reparte anualmente por el órgano competente entre las regiones donde se lleva a cabo la actividad de forma proporcional a la a la población residente con carnet de conducir. Si la cantidad que corresponde a cada uno de los residentes con carnet de conducir es inferior a los 30 euros los ingresos se reparten directamente a las regiones; en caso de que el importe supere los 30 euros a cada ciudadano con carnet de conducir se le entrega directamente un bono con el importe correspondiente en una carta electrónica.

Con la intención de mejorar las relaciones entre la industria y la ciudadanía en las regiones del sur de Italia, los ingresos por royalties, como ya hemos comentado anteriormente, son destinados en su totalidad a las propias comunidades afectadas. Los casos más significativos han tenido lugar en la región de la Basilicata. En particular el protocolo entre región y Eni en 1998 para Val D'Agri, y el de TOTAL del 2004 para Monte Alpi. En el primero de ellos la empresa se comprometió a una

serie de compensaciones con un coste total de 150 millones de euros. En el segundo caso, se llegó al compromiso de pagar a la región 0,5€/bbl producido (el precio establecido para 2011 se actualiza con el IPC en años sucesivos).

En lo que respecta al tratamiento fiscal de los costes de una empresa del sector, el sistema vigente prevé:

- Para los costes de exploración: la inversión puede ser deducida en el ejercicio en el que se devengan o según una amortización lineal en el ejercicio del devengo y en los sucesivos, con un máximo de 5 años.
- En relación a los costes en investigación y desarrollo, se establece una amortización máxima del 15% anual.
- En lo que respecta a los costes operativos en general se prevé la deducción íntegra en el año en que estos tienen lugar.
- Finalmente, las royalties y los cánones pagados por las empresas en las actividades de upstream son íntegramente deducibles.

E. La experiencia de Canadá

Canadá posee el tercer puesto en cuanto a reservas de petróleo se refiere y el veintiuno respecto a las reservas de gas mundiales. La mayoría de estas reservas se encuentran situadas onshore y la provincia de Alberta es la más rica en recursos.

En Canadá hay un complejo equilibrio entre las instancias provinciales y federales, las cuales condividen el poder legislativo en los principales ámbitos normativos.

Por lo tanto, la gestión de los recursos naturales está regulada directamente por el gobierno provincial de competencia y por el gobierno federal si estas se encuentran situadas en:

- Los parques naturales federales
- Las reservas indianas
- Las zonas al norte del paralelo 60, con excepción del territorio del Yukon
- En el mar
- La plataforma continental canadiense

Finalmente, después de acuerdos específicos firmados entre el gobierno y las provincias, hay una gestión conjunta para aquellos recursos naturales ubicados en el mar territorial de la Provincia de Terranova, Labrador y Nueva Escocia.

Royalties, cánones y bonus de subasta dependen de la administración propietaria del terreno donde se encuentra la concesión.

Una característica de Canadá es la cuestión de la propiedad de la tierra. Como en otras excolonias británicas, el sistema jurídico en vigor es la common law (con excepción de la provincia de Quebec). Esto implica que el gobierno canadiense (o un privado) formalmente administra la tierra en nombre de la corona británica. El

89% del territorio es propiedad del Estado (41% propiedad del gobierno federal, 48% propiedad de los gobiernos provinciales) y el 11% es propiedad de agentes privados (ciudadanos o empresas) que son también los propietarios de los recursos del subsuelo. Esta particularidad influye en el valor de las regalías y los cánones. En el caso de terrenos en propiedad del estado estas están reguladas por ley; en el caso de llevar a cabo contratos con propietarios privados la cuantía de éstos variará en cada localización en función de la negociación que se lleve a cabo. En el caso de las concesiones por parte de un privado a una empresa del sector, el estado prevé unos ingresos fiscales para las arcas del estado a través de impuestos sobre el beneficio de la venta de los hidrocarburos.

El sistema fiscal canadiense combina por lo tanto royalties (que pueden variar entre el 10 y el 45%), bonus, cánones de exploración y impuestos sobre los beneficios de las empresas operadoras.

La tasación de las sociedades de capital privado viene regulado según el Canadian Income Tax Act (CITA) del 1985. En términos generales, Canadá no prevé un régimen de tasación especial para las empresas que operan en el sector hidrocarburos.

El impuesto sobre el beneficio de las empresas (Corporate Income Tax, CIT) releja la división federal en la que se configura el Estado. Las empresas que operan en territorio canadiense tienen la obligación de pagar el impuesto provincial sobre beneficios en aquella provincia donde dicho beneficio ha sido generado; y que puede variar del 10 al 16% dependiendo de la provincia y el impuesto federal que recauda el gobierno de Ottawa y que en 2011 era del 16,5%. Por lo tanto la presión fiscal total sobre el beneficio oscila entre el 28-34%.

El régimen fiscal canadiense prevé para las empresas del sector la deducción de los gastos operativos, los gastos en capital y los gastos necesarios para llevar a cabo las actividades de exploración y producción de los yacimientos.

Los gastos de capital son amortizables a una porcentual máxima del 25% anual. En el caso de los gastos en exploración y producción las deducciones son:

- Son gastos de exploración: aquellos necesarios para determinar la existencia, la localización, la extensión y la calidad de las reservas de crudo o gas presentes en el subsuelo. Estos gastos son deducibles al 100%.
- Se entiende por gastos en desarrollo los costes de perforación, construcción de un pozo, construcción de una carretera de acceso al pozo y en general los necesarios para preparar el lugar del emplazamiento. Estos gastos son deducibles pero con el límite del 30% anual.
- Los gastos en cánones y de localización como gastos en los que la sociedad incurre para adquirir los derechos de exploración y producción. El 10% de estos gastos pueden deducirse anualmente.

El caso de Alberta

La provincia de Alberta contribuye en la producción del 68% del total del petróleo del país y del 80% del gas natural. El 81% de los derechos mineros de la provincia son propiedad del gobierno provincial.

Los ingresos fiscales en Alberta provienen de un mix de cánones, royalties, bonus y impuesto sobre los beneficios.

La empresa interesada en efectuar actividades de exploración sobre un determinado territorio tiene que participar a una subasta organizada por el gobierno provincial. La empresa que realice la mejor oferta es la que obtendrá la autorización para la exploración y explotación. Una vez obtenida la concesión, durante todo el periodo que dure, la empresa está obligada al pago de un canon a la provincia de Alberta. Una vez que la empresa empiece las operaciones de extracción tendrá que pagar a la Provincia las regalías sobre la producción de hidrocarburos. Por último tendrá la obligación de pagar al gobierno federal y al provincial las correspondientes impuestos sobre los beneficios obtenidos.

En Alberta hay tres normas provinciales que regulan las royalties las cuales varían al variar del producto:

a) Crudo convencional

Las royalties de petróleo se pagan mensualmente al gobierno provincial y pueden ser pagadas en dinero o en producto (que viene luego comercializado por la Alberta Petroleum Marketing Commission). Las alícuotas a pagar varían entre el 0% y el 40% de la producción. Cuatro factores influyen en el tipo impositivo:

- o el precio del barril WTI
- o cantidad de petróleo que se produce
- o productividad del pozo
- o clasificación del pozo (calidad, madurez e productividad)

La fórmula para calcular la alícuota de las regalías (R%) es la siguiente:

$R\% = R_p + R_q$, donde R_p (Price Component) es función del PAR Price (Precio de referencia para el pago de las regalías para las empresas que producen hidrocarburos en Alberta. Es actualizado mensualmente por el Departamento Provincial de la Energía), que se calcula mensualmente en función a:

- o la calidad del crudo extraído (light, medium, heavy, ultra heavy)
- o precio del crudo Nymex WTI
- o precio del crudo Edmonton (AL, Canada)

R_q (Quantity Component) es una variable que varía en función de la cantidad de metros cúbicos extraídos mensualmente (el tipo impositivo disminuye al disminuir de la producción).

b) Crudo de arenas bituminosas

En el caso de petróleo extraído de arenas bituminosas el tipo impositivo varía en función al precio del barril WTI; al incrementarse el precio se incrementa la alícuota.

El porcentaje a pagar también se ve influenciado en el momento en que la empresa operadora amortiza o recupera los gastos necesarios para conseguir la concesión. Antes de recuperar tales gastos la empresa paga la regalía en función a su facturación bruta a un tipo impositivo que varía del 1,1% al 9% (según el precio del barril WTI). Una vez amortizados los gastos necesarios para la concesión sin embargo el porcentaje de la regalía se incrementa al 25-40% (dependiendo del precio del barril) de su facturación neta.

c) Gas natural

El pago de las regalías se hacen mensualmente y en dinero. El porcentaje a pagar varía entre el 5 y el 36% del valor de la producción.

La alícuota a pagar (R%), conocida como WEARR (Well Event Average Royalty Rate), es en realidad una media ponderada de las alícuotas a pagar por todo los componentes gaseosos (metano, butano, etano, etc) en una determinada concesión. La fórmula que se utiliza para calcular la WEARR correspondiente es la siguiente:

$R\% = WEARR = R_p + R_q$, donde R_p depende del PAR, precio del metano en el Mercado (determinado mensualmente por la Alberta Energy Department) que sirve de base para calcular el precio de los otros productos gaseosos.

R_q depende sin embargo de la producción diaria del pozo, la acidez de los gases producidos y de la profundidad del pozo.

En relación al impuesto sobre el beneficio, la provincia de Alberta prevé un tipo impositivo del 10%. Y del 3% para aquellas sociedades que según la ley provincial están consideradas como PYMES.

F. El joven modelo danés.

La historia extractiva de Dinamarca es relativamente reciente. La producción de crudo se inició en 1972 y la de gas en 1984. Desde entonces el sector se ha desarrollado hasta tal punto que a día de hoy Dinamarca es exportadora neta tanto de crudo como de gas.

Las entradas fiscales respecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos son resultado de la combinación de impuestos generales y especiales.

Los recursos naturales en este país son propiedad del Estado. La exploración y la producción de estas se concede a través de concesiones y licencias. Hay dos tipos de licencia: una para las prospecciones y otra que consiente tanto la exploración como la explotación.

La primera licencia se concedió en el 1935 a un ciudadano americano, el creador de la Danish American Prospecting Company (DAPCO). En 1962, la sociedad Maersk Oil and Gas obtuvo una licencia que contemplaba todo el territorio danés. Hasta 1981 la sociedad no empezó a dejar libres determinadas zonas, lo que permitió la entrada de otras empresas en el sector. Por las condiciones particulares de las que durante muchos años se ha beneficiado la Maerks Oil and Gas, firmó un acuerdo con el Estado según el cual desde el 1 de enero de 2004 hasta el 8 de Julio de 2012 estaba obligada a pagar el 20% de sus beneficios a parte de los impuestos correspondientes.

Desde el 2009 las empresas petroleras no pagan royalties.

Respecto al Sistema fiscal danés, una de sus particularidades reside en el principio de territorialidad. La base imponible del impuesto se calcula considerando únicamente las actividades llevadas a cabo en el territorio danés y no sobre el total facturado.

Además, también aquellas empresas que no tienen residencia fiscal en el país tienen la obligación de pagar los impuestos que prevé la ley danesa.

Desde el 1 de enero de 2007, el impuesto de sociedades con carácter general es del 28%.

Desde 1982 el sistema fiscal danés prevé también un impuesto adicional para las empresas del sector; el cual dependerá de la fecha en la que se concede la licencia. Aquellas concedidas antes de enero de 2004 el tipo de gravamen es del 70% mientras que aquellas concedidas posteriormente será del 52%.

A través de un sistema de deducciones y exenciones se establece que la carga fiscal total, teniendo en cuenta el impuesto general y es especial, no podrá superar el 77,5% en el caso de las concesiones anteriores al 2004 y el 64% en el caso de las licencias concedidas a partir de esta fecha.

La intención es gravar aquellos campos particularmente rentables y para conseguir este objetivo se establece un mecanismo que permite a efectos fiscales de incrementar los costes de capitalización de la fase de exploración y puesta en marcha de la fase de producción hasta que el emplazamiento venga clasificado como comercial. El sobrecoste fiscal permitido es del 25% o del 30%, dependiendo de si la fecha de concesión de la licencia es anterior o posterior al 2004.

G. El centralismo francés

El Código Civil francés establece que la propiedad del suelo comprenda la propiedad del subsuelo, sin embargo el mismo texto impone los límites a esta regla, y entre estos límites se encuentran las leyes y los reglamentos inherentes al derecho minero.

En siglo XX el Estado Francés ha aprobado diversas leyes donde se establece que los recursos mineros son propiedad exclusiva del Estado; el cual puede conceder permisos de investigación según lo establecido por la ley. El Code Minier de 1956 (y sucesivas modificaciones) regula todavía hoy la actividad del sector. Es el Ministerio de Ecología, Energía y Desarrollo Sostenible quien tiene la competencia para conceder los permisos de investigación. Este se encarga de consultar a las autoridades locales y de valorar el proyecto y si no existen objeciones técnicas o ambientales, el permiso será concedido mediante decreto.

Los permisos tienen una vigencia de cinco años, renovables dos veces. Si la empresa encuentra hidrocarburos tiene que esperar que el Ministerio le dé luz verde para empezar la explotación. Las concesiones de explotación tienen una vigencia de entre 25 y 50 años.

En Francia las empresas del sector no tienen que pagar ningún tipo de canon ni durante la fase de exploración ni durante la fase de producción.

El pago de royalties varía tanto en función del producto como de la cantidad de este según se muestra en la siguiente tabla.

Royalties petróleo y gas natural			
		Pozos activos antes de 1980	Pozos activos desde 1980
Crudo	< 50.000 toneladas	8%	0%
	50.000 -100.000 ton	20%	6%
	100.000-300.000 ton	30%	9%
	>300.000 toneladas	30%	12%
Gas	<300 mln.mc	0%	0%
	>300 mln.mc	30%	5%

Los ingresos por royalties son íntegramente para el gobierno central. Cabe resaltar que los gastos de royalties son deducibles a la hora de calcular el impuesto de sociedades.

Los yacimientos offshore están exentos de pagar royalties a excepción de la concesión de Saint-Pierre-et-Miquelon.

En base a los art.1463, 1519 y 1587 del Code Général des Impôts, las empresas petrolíferas tiene que la obligación de pagar el impuesto sobre la producción a los ayuntamientos y los departamentos competentes. Este impuesto se obtiene de multiplicar el valor de la producción de cada cuna de las concesiones por una tarifa unitaria, renovada anualmente por el Ministerio de Ecología.

En relación al impuesto de sociedades, en Francia no existe un trato diferenciado para las empresas del sector petrolero. El impuesto de sociedades es del 33,3%.

Además del impuesto de sociedades las empresas tienen que pagar la Contribution Economique Territoriales (CET), introducido en el 2010, y la Contribution Sociale de Solidarité des Sociétés (CSSS), que según un estudio de KPMG en el 2010 suponía un 1,13%.

Impuesto sobre la producción 2010				
		Municipal	Departamental	Total
Petroelo (por cada 100 toneladas extraídas)	Pozos activos antes de 1992	737,30€	947,10€	1.684,40€
	Pozos activos desde 1992	236€	300,10€	536,10€
Gas (por cada 100.000 mc extraídos)	Pozos activos antes de 1992	247,40€	361,20€	608,60€
	Pozos activos desde 1992	68,20€	86,3€	154,50€

H. El ventajoso régimen irlandés.

Irlanda es una república parlamentaria desde 1922. El modelo británico es el que ha influenciado e inspirado el sistema jurídico, ya sea el derecho minero o los temas de fiscalidad.

Cabe decir que la producción de gas y petróleo en Irlanda ha sido muy reducida, aunque varias fuentes estiman que las reservas son de 8,8 mln.tep, la casi totalidad de gas.

Las dificultades para la exploración y los escasos recursos encontrados han favorecido un régimen fiscal particularmente ventajoso para las empresas del sector con la intención última de atraer la llegada de inversores.

Los ingresos fiscales que el Estado obtiene derivan únicamente del cobro de impuestos y tasas a las sociedades que operan en el sector, ya que las royalties se abolieron en 1987.

Las concesiones para la exploración y la producción tiene lugar a través de subasta pública.

Los cánones de concesión varían en función del tipo de licencia y de la fase operacional.

Para las actividades de exploración el canon anual es de 182€/km², y se incrementa a 365€/km² para los años sucesivos.

Para las actividades de exploración offshore con una profundidad mayor a los 200 metros, y con una duración máxima de 9 años, el canon para los tres primeros años es de 91€/km². El canon anual se pone en 182€/km² para el segundo trienio y pasa a 365€/ km² los últimos tres.

Para los beneficiarios de una licencia de producción, sea onshore u offshore, el canon a pagar será de 2.643€/km². En el año en el que empieza la comercialización de la producción el canon sube a 4.133€/km².

Las compañías petrolíferas que tienen sede legal en Irlanda tienen que pagar el impuesto de sociedades (CIT- Corporate Income Tax), teniendo en cuenta los beneficios generados en actividades llevadas a cabo en el extranjero. Normalmente, el tipo impositivo es del 12,5% de los beneficios generados pero para las empresas del Sector, al llevar a cabo actividades altamente rentables, el tipo impositivo es del 25%.

Las inversiones o gastos realizados durante la exploración y la producción son deducibles en su totalidad. Además, para incentivar a las empresas a invertir en I+D+i se prevén facilidades fiscales que consisten en un crédito del impuesto a pagar por valor del 25% anual del total de los gastos que la empresa ha desembolsado a tal fin.

Además del CIT (impuesto sociedades) el sistema fiscal irlandés prevé desde el 2007 una tasa específica sobre la actividad petrolera, Petroleum Revenue Tax. La alícuota se encuentra entre el 5 y el 15% dependiendo de la rentabilidad de los emplazamientos y en base a la relación entre ingresos e inversión necesaria para la explotación.

I. El modelo americano

Se considera a Estados Unidos como los pioneros de la actividad petrolífera moderna tal y como la conocemos hoy. El primer pozo americano data de 1859 y pocos años después se habían perforado más de 340. En 1870 surge la primera compañía petrolífera integrada del mundo, la Standard Oil, fundada por J.D. Rockefeller y las actividades de exploración se iniciaron en todos los estados americanos.

A pesar de la intensa explotación de sus reservas a lo largo de los años, todavía hoy EEUU tiene reservorios explotables. Gracias a los nuevos descubrimientos y la mejora tecnológica del sector. De diez años a esta parte el país está experimentando la llamada “*revolución del shale gas*”.

Las reservas de hidrocarburos presentes en EE.UU son propiedad de quien posea los terrenos donde se encuentra el reservorio. Muchos de los terrenos propiedad del estado fueron vendidos a privados para financiar la construcción de bienes públicos (escuelas, infraestructuras...etc).

Otra característica de la legislación minera en este país es el hecho que por ley una persona sea propietaria de todo el petróleo y/o el gas producido por un pozo cuyo

fondo se encuentre debajo del terreno de su propiedad independientemente de la ubicación inicial del reservorio y del hecho de que el pozo drene el petróleo o el gas situados en terrenos propiedad de terceros.

Por lo tanto la propiedad de los reservorios onshore puede ser atribuida a diversos actores. Sin embargo para los que están en el mar se atribuye a los Estados los derechos de propiedad sobre el fondo marino y sobre las reservas sotoestantes hasta una distancia de tres millas de la costa y al gobierno Federal el derecho exclusivo sobre las actividades marinas del resto de la plataforma continental.

Por lo tanto el marco jurídico regulador para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos variará según el emplazamiento, el Estado y la propiedad del terreno en la que se encuentre la concesión.

El sistema fiscal americano combina royalties, bonus, cánones de exploración y producción y impuestos sobre el beneficio.

Contrato de alquiler petrolífero.

El contrato de alquiler petrolífero es aquel que transfiere los derechos de desarrollo de la actividad petrolífera a una determinada compañía petrolífera. Los contratos de alquiler con la administración federal o con los diversos estados esta regulada por ley, mientras que las condiciones de los contratos de alquiler entre privados (empresa petrolífera y detentor del derecho de propiedad de la tierra) son generalmente negociados entre las partes interesadas. Se pueden distinguir algunas características comunes:

- Fin: consentir a la empresa petrolífera las actividades de exploración y explotación de las reservas.
- Duración: Se divide en dos fases; un primer periodo, que consiste en un número determinado de años (normalmente entre uno y cinco años) y un segundo periodo, de tiempo indeterminado. Tanto en la primera como en la segunda fase se prevé el pago de un canon.
- Bonus: al concluir la firma del contrato el propietario del terreno recibe un pago.

Sistema de concesiones

Los contratos de alquiler para exploración de los terrenos federales o de un determinado estado normalmente tienen lugar a través de subasta. Los participantes presentan su propuesta en sobre cerrado. Los criterios que pueden ser utilizados para asignar las varias concesiones entre los que se presentan son:

- La cuantía del bonus.
- La cuantía de los royalties que la empresa esta dispuesta a pagar a la administración.
- Las técnicas de exploración / extracción que la empresa tiene pensado utilizar.

Royalties

Las royalties se pagan al titular de los derechos mineros, sea este el gobierno federal, la administración estatal o un privado.

Para las concesiones onshore, las regalías varían entre 12,5% y el 30% del valor bruto de producción. Este valor se calcula en base a los ingresos obtenidos por la venta del producto, descontando los costes necesarios en el proceso de venta. Si la tierra donde vienen explotado el yacimiento es de propiedad federal (federal land), el Mineral Lands Leasing Act de 1920 prevé que la Office of Natural Resources Revenue (ONRR) del Departamento de Interiores reciba el 12,5% de los ingresos obtenidos por la venta del crudo y/o el gas extraído, al neto de los costes de transporte y otros costes necesarios para la venta. El pago ha una cadencia mensual.

Si la explotación tienen lugar en un terreno propiedad de un Estado Federal, la compañía petrolífera deberá pagar las royalties al Estado en cuestión; las alícuotas y las modalidades de pago varían notablemente de estado a estado.

Cuando las operaciones tienen lugar en un terreno de un privado será este último quien reciba directamente las regalías. En el último decenio, el pago ha oscilado entre el 16% y el 25% del valor de la producción. Una parte de estos ingresos terminará en las arcas públicas mediante el pago de los diversos impuestos que prevé la legislación: Federal Income Tax, Severance Tax y County Ad Valorem Tax.

Para las concesiones Offshore las regalías se pagan al Gobierno Federal y los Estados según lo dispuesto en la Submerged Land Act (SLA) y la Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA). Para las concesiones situadas en la plataforma continental por ley se fija el mínimo del 18,75% del valor bruto a pie de pozo. Normalmente este porcentaje suele ser mayor ya que estas concesiones se adquieren por subasta y las empresas que se presentan tienden a incrementar las royalties para así incrementar también sus posibilidades de ser las concesionarias.

Las royalties para las concesiones offshore en propiedad de los Estados vendrán determinadas por cada uno de los Estados.

Fiscalidad general y ventajas para las sociedades de capital privado

A nivel federal, los EEUU no prevé un impuesto especial para las empresas que operan en el sector. Las empresas estadounidenses tienen la obligación de pagar el impuesto de sociedades, con un tipo de gravamen del 35%. La base imponible se calcula restando a los ingresos las deducciones permitidas y una parte de los gastos necesarios para la consecución de los ingresos.

A nivel estatal, hay variaciones significativas. El tipo de gravamen variará del 1 al 10% dependiendo del Estado. Además algunos Estados aplican una tasa de concesión que oscila entre el 0,15 y el 1,1% del beneficio. Por último, otros cuentan con un impuesto específico para la actividad del sector, Severance Tax,

que se aplica directamente al producto extraído y que puede variar al incrementarse la producción o representar una cantidad fija.

La legislación fiscal prevé la recuperación de los gastos sostenidos en concepto de bonus de subasta y cánones pagados así como los gastos de la exploración. Además las empresas pueden deducirse los gastos de desarrollo de los pozos, resultando en dicho caso deducibles los costes inmateriales de la perforación (intangibile drilling cost). Por otra parte, muchos de los bienes materiales utilizados en las operaciones de explotación pueden ser amortizados con fines fiscales.

Merece la pena mencionar también los incentivos a la producción, aplicados en algunos Estados en aquellos yacimientos considerados como marginales.

Las empresas del sector pueden aplicar también las deducciones fiscales normalmente aplicables a las start-up empresariales (que prevén la amortización en 15 años de los gastos llevados a cabo para permitir a la estructura ser operativa).

Finalmente, en EE.UU hay un régimen impositivo alternativo (Alternative Minimum Tax AMT) que puede ser aplicado a las empresas de cualquier sector en aquellos años en los que el beneficio sujeto a impuestos es muy reducido. En este caso el tipo de gravamen del impuesto de sociedades sería del 20%. En las empresas del sector petrolero la AMT viene aplicada generalmente cuando el precio de los hidrocarburos es particularmente bajo o cuando las deducciones por costes inmateriales de perforación son particularmente elevados.

J. La posición del Gobierno español.

La denominada "*revolución del shale gas*" lo es, en realidad, de los hidrocarburos no convencionales hasta el punto de encontrarnos en un cambio de paradigma respecto de su uso. Más aún en España, donde a las potencialidades del shale gas hay que añadir las que se han abierto respecto a aguas marinas. Y más específicamente aún en las Islas Canarias donde, tanto los procedimientos administrativos como el debate social, van más avanzados. No en vano, de las 5.600 unidades de explotación de hidrocarburos que operan en el mundo en la actualidad, 1.400 de ellas se sitúan en la costa oeste de África, zona donde se concentrará el 20 % de las reservas mundiales de crudo.

Tras una fase anterior muy dubitativa, respecto a la autorización de la exploración de hidrocarburos no convencionales, y muy mediatizada por intereses electorales, el gobierno español parece decidido a avanzar en un marco regulador que de estabilidad a las compañías operadoras.

El Gobierno contempla, como ya han hecho otros países, medidas de carácter fiscal (confiando que ello contribuya a atemperar el actual rechazo social) para lo que ha anunciado su intención de realizar una reforma de la fiscalidad de la extracción de hidrocarburos ya que, según reconoce, "*la imposición actual es baja y el objetivo debe ser un reparto adecuado de los beneficios entre municipios, Comunidades*

Autónomas y Administración General del Estado". Hay que reseñar que de este debate está ausente la oposición en su conjunto, mediatizada por cercanos intereses electorales y los agentes económicos y sociales, condicionados por tensiones orgánicas internas.

Así pues, el Gobierno se encuentra con las manos libres para definir la nueva fiscalidad. Aunque no se conoce el alcance de las medidas, en el parlamento ya se aprobó, en el Debate sobre el Estado de la Nación de 2013, una resolución para la creación de un impuesto para compensar a los territorios en los que se lleve a cabo la explotación de hidrocarburos.

Distintas informaciones periodísticas apuntan a que el Ministerio de Industria estaría considerando gravar un 8 % la actividad extractiva y que, de la totalidad de la recaudación proveniente de dicho impuesto, el 60%, iría a parar al territorio afectado (Comunidad Autónoma y Ayuntamientos) y el 40% restante engrosaría las cuentas estatales.

Siempre según fuentes periodísticas, el sector reclama que el tipo impositivo se menor al 8% en caso de yacimientos con poca capacidad de producción. Además, pide rebajas en otras cargas como el impuesto de sociedades; cuyo tipo vendrá reducido para el sector del actual 35% al 30% en 2016 según la última reforma fiscal llevada a cabo.

No obstante, el Gobierno sabe que cuenta con tiempo para llevar a cabo la reforma de la fiscalidad de la extracción de hidrocarburos, toda vez que los plazos temporales son muy dilatados, aunque también es posible que las próximas convocatorias electorales aceleren el debate de la misma.

4- HACER LAS COSAS DE OTRA MANERA

De cumplirse las expectativas más optimistas respecto a las potencialidades de shale gas en España, sería bueno que se aprovechara esa oportunidad histórica para hacer las cosas de una manera distinta. Mirándonos para ello en el modelo regulador noruego, encomiable tanto por su dimensión social como por su fuerte sensibilidad medioambiental (presente incluso cuando ésta era aún muy incipiente o inexistente).

Hacer las cosas en un escenario energético nuevo debería suponer que el debate se aborda también de otra manera. Diseñando, para ello, herramientas que busquen los objetivos de información, transparencia y si es posible consenso entre los sectores implicados (representantes de las comunidades afectadas, ayuntamientos, comunidades autónomas y estatales, agentes económicos y sindicales, comunidad científica, ambientalistas, etc.) respecto a la exploración, explotación, fiscalidad y desarrollo de los hidrocarburos no convencionales.

La otra opción supondría la sustitución del diálogo y la participación por las resoluciones judiciales y el conflicto social, lejos, por tanto, de los escenarios seguros y estables que buscan las grandes compañías extractoras.

CONCLUSIONES Y PROPUESTAS DE ACTUACIÓN SINDICAL

El pasado 10 de abril, el Boletín Oficial de las Cortes Generales, publicó la aprobación del Congreso de Diputados del Proyecto de Ley del Sector de Hidrocarburos, que modifica la Ley 34/1998, por el que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

Para CCOO de Industria se tendrían que contemplar una serie de modificaciones para que las repercusiones sociales, económicas, industriales y medioambientales, tuviesen una repercusión beneficiosa para el ciudadano y para la sociedad. Modificaciones, entre otras, que se concretarían conceptualmente en cinco grandes bloques:

1. Propiedad.

En este apartado, la nueva ley contempla la retribución a los propietarios de un porcentaje de lo extraído. Entendemos que esta modificación legislativa, partiendo del principio de que lo existente en el subsuelo es de propiedad pública y que actualmente las grandes empresas ya han empezado a comprar los terrenos donde se quiere perforar, beneficiaria de una manera especial a los propietarios de las parcelas que, en la gran mayoría de los casos, son las empresas que las explotan, revertiendo dicho beneficio en las propias empresas.

Si la exploración y explotación de los pozos nace de un acuerdo entre partes, independientemente del cumplimiento de requisitos legislativos, no vemos necesario una legislación explícita sobre el tema.

Nuestra propuesta en el tema de la propiedad va más allá porque entendemos que es un bien propiedad del Estado y que tiene un carácter estratégico para el desarrollo del país. Por ello, proponemos que la explotación se realice por empresas participadas por el Estado para que dichos recursos reviertan en el conjunto de la ciudadanía y para que, desde la gestión con participación pública, se ejerza el carácter estratégico y de control de dicha actividad.

2. La Fiscalidad,

La fiscalidad no solo es escasa sino ridícula. La fiscalidad es la forma más directa de reversión del bien común y, en este caso, el bien común es el posible gas o petróleo que puede existir en un subsuelo propiedad de todos:

- Extracción del gas (convencional o Shale) : del 1% al 4%
- Extracción de petróleo: del 1% al 7% (en función del volumen).

La posición del gobierno es totalmente insuficiente y un “regalo” a las multinacionales del sector, si analizamos la realidad existente en países europeos, como hemos reflejado en el presente informe, donde se hace evidente

los beneficios derivados a la sociedad por la explotación de estos recursos públicos y de otros:

- *La fiscalidad por generación eléctrica:* actualmente en España, existe ya una fiscalidad por la generación de energía: Todo KW generado en territorio español, tiene una fiscalidad del 7%, independientemente de la fuente con la que se genere, que suele ser importada. En el caso de que dicha generación sea a través de un bien común como el agua (generación hidráulica), la fiscalidad es del 18% por la utilización de un recurso natural propiedad de todos y eso teniendo en cuenta que el agua utilizada para la generación de electricidad se recicla. Esa fiscalidad es independiente de la fiscalidad eléctrica en el recibo o del canon existente por utilización del territorio.
- La fiscalidad en los países europeos de nuestro entorno esta por encima de la planteada en la propuesta que se presenta, como se hace referencia en el contrnido de este informe.

Desde el caso noruego, donde se produce una fiscalidad del 50% de la producción, a la que hay que sumar la fiscalidad propia de la empresa, hasta el caso danés, con una fiscalidad minima del 34% para pozos posteriores al 2007 y mayor fiscalidad para los anteriores.

En la banda baja de fiscalidad se encuentran Italia, con alrededor del 15%, o el caso francés, en el que hay que sumar varios conceptos para llegar a una fiscalidad similar a la italiana, fiscalidad especial a la que habría de sumar la de las sociedades.

Desde CCOO de Industria, nos planteamos una fiscalidad en la extracción de hidrocarburos con valores superiores a los implementados en la explotación del agua para fines de generación eléctrica (20%). Además de los impuestos que como sociedad tendría que liquidar. Proponemos un reparto similar al existente en los diferentes países de nuestro entorno europeo a la hora de explotar los recursos existentes a nivel local, autonómico y nacional, introduciendo carácter finalista a dichos recursos, dedicados a mejorar la eficiencia energética, preservar el medioambiente y generar tejido industrial y empleo de calidad.

Independientemente de la fiscalidad, los cannon territoriales a pagar tendrían que ser revisados para adaptarse a los valores medios de los países de nuestro entorno y revertir en el ámbito local fundamentalmente.

3. Condiciones medioambientales

En materia de explotación y producción de hidrocarburos, CCOO de Industria ha venido manifestando su posición deste hace tiempo, desde un contexto de cambios tecnológicos y un considerable incremento de la competencia mundial. Por lo que venimos asumiendo la responsabilidad de dar respuestas coherentes e innovadoras en los aspectos económicos, sociales y medioambientales, que favorezcan el cambio en el modelo de crecimiento económico a través de un desarrollo sostenible.

A la hora de abordar la exploración y explotación nacional de hidrocarburos convencionales y no convencionales es preciso relacionar la necesidad de los mismos con el nivel de dependencia energética y/o, en su caso, vulnerabilidad estratégica y económica como país, ya que se trata de un indicador de la mayor relevancia en términos de sostenibilidad y de seguridad de suministro, especialmente en España, que importa recursos fósiles con gran volatilidad en los precios y agotables a largo plazo.

En este sentido, los eventuales beneficios que sobre nuestra dependencia energética podría suponer la extracción del gas mediante la utilización del fracking. Estos estarían condicionados, tanto por el volumen real de las reservas existentes y su ubicación, lo que determinaría la posibilidad real de extracción, como por el resultado de una evaluación rigurosa que analice los efectos a corto, medio y largo plazo derivados de esa explotación¹.

CCOO da la máxima importancia a los riesgos en relación con el fracking, por lo que considera que en este proceso deben primar, por encima de cualquier otra consideración, los criterios de protección de las personas y el medio ambiente.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, y, no obstante, la altísima dependencia energética de España y las consecuencias económicas que de ello se derivan, que se han visto agravadas por la crisis económica, CCOO considera que el desarrollo de los proyectos exploratorios requieren de la existencia de condiciones previas que aporten seguridad. Así, y con carácter previo, consideramos necesaria una legislación que establezca la exigencia de evaluación de impacto ambiental, que debería ser específica para esta materia, desde esta fase inicial de los trabajos, además de garantizar un estricto control de los trabajos por parte de los poderes públicos y de las organizaciones sociales y todo ello complementado con la necesaria información pública.

La legislación debe incluir normas y protocolos específicos para cada fase del proceso: *encofrado, estimulación sísmica, protección de acuíferos, circuitos de uso y consumo de agua, transparencia informativa de las sustancias usadas y sistemas de comprobación verificables de manera externa. Todo ello acompañado de una fiscalidad específica que financie el sistema.* Además, es imprescindible que se regule la existencia de órganos de vigilancia y control de carácter independiente, que permitan hacer un seguimiento de la actividad de los operadores en los procesos de exploración, investigación y explotación, además de reclamar el protagonismo del sector público en estos procesos.

Entre otras medidas, CCOO de Industria viene proponiendo los siguientes aspectos, a la hora de acometer procesos de explotación y explotación de hidrocarburos en España:

- 1- Creación de un cuerpo de inspectores con capacidad auditora y/o sancionadora, dependiente de la administración y con autonomía y libertad de inspección, que supervise y verifique, mediante inspecciones de campo la actividad industrial.

¹ Reproducimos un extracto de la resolución confederal sobre extracción de gas mediante fractura hidráulica, de 9 de julio de 2013.

2. Realización de estudios de impacto y autorización ambiental en cualquiera de las fases de la exploración.
3. Aplicación de las mejores prácticas y técnicas disponibles en cada fase del proceso (sísmica previa, perforación, entubado y cementación, estimulación, poniendo especial atención a la protección de acuíferos, retorno de fluidos, uso de sustancias químicas...).
4. Creación de un fondo de maniobrabilidad para el tratamiento de pasivos ambientales o situaciones excepcionales.
5. Zonificación de los espacios que pudieran requerir de protección especial o exclusión por razones de seguridad pública o interés social y/o medioambiental.
6. Creación de un registro de operadores que establezca cautelas legales (ausencia de prácticas delictivas contra el medio ambiente, etc.) y garantías financieras, de manera que no puedan operar quienes no hayan sido habilitados.
7. Total publicidad y transparencia, desde el inicio de la actividad exploradora y a lo largo de todo el flujo informativo: ministerios implicados, CCAA, ayuntamientos, organizaciones sociales, ciudadanos...
5. Renuncia por parte de la industria a la utilización de sustancias peligrosas o nocivas.
8. Reconocimiento de la figura del delegado sindical de medio ambiente en cada pozo, con derechos específicos de formación, información y participación.

4. Condiciones de empleo y laborales

Las condiciones de empleo y laborales para un sector considerado como estratégico y de alta especialización y con garantía de altos niveles de seguridad, ha de contemplar las siguientes características:

- Empleo estable
- Relación de actividades a realizar por la empresa con personal propio que abarquen el ciclo productivo que es el objeto de negocio.
- Dimensionamiento adecuado de plantillas propias.
- Condiciones laborales que aseguren la estabilidad de permanencia en la empresa a trabajadores con formación, cualificación profesional adecuada, y creación del *“saber del negocio”*.

Una vez confirmadas las expectativas establecidas por la Agencia Internacional de la Energía y los estudios geológicos, estaríamos ante el nacimiento de un nuevo sector industrial cuyos primeros efectos recaudatorios podrían verse en poco más de un año, fecha prevista para las primeras perforaciones.

Para ello, desde CCOO de Industria hemos iniciado las gestiones oportunas con las patronales para acometer la negociación de un posible Acuerdo Marco que regule a todos los trabajadores del sector, no solo en lo relativo a sus

condiciones económicas, sino a la formación, la seguridad, la cualificación, el reciclaje, el tiempo de trabajo, etc....

Anexo I. Algunos impuestos medioambientales creados por las CC.AA

1. Andalucía.

IMPUESTO SOBRE LA EMISIÓN DE GASES A LA ATMÓSFERA	
Regulación:	Ley 18/2003, de 29 de diciembre, de medidas fiscales y administrativas.
Objeto imponible:	Grava las emisiones a la atmósfera de sustancias generadas en procesos productivos desde instalaciones situadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.
Hecho imponible:	Emisión de dióxido de carbono (CO ₂), óxidos de nitrógeno (NOX) u óxidos de azufre (SOX) desde instalaciones situadas en Andalucía.
No sujeción:	<ul style="list-style-type: none"> - Las emisiones procedentes de vertederos de todo tipo de residuos que reciban más de 10 toneladas por día o con capacidad de más de 25.000 toneladas (excluidos residuos inertes). - Las procedentes de instalaciones destinadas a cría intensiva de aves de corral y cerdos que superen determinado número de emplazamientos. - Las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de biomasa, biocarburante o biocombustible. - Las emisiones de CO₂ realizadas desde instalaciones sujetas al régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero que constituyan emisiones en exceso respecto de las asignaciones individuales según su normativa reguladora, salvo el exceso que suponga incumplimiento de la obligación de entregar derechos de emisión conforme a dicha normativa.
Exención:	La Junta de Andalucía y sus Organismos Autónomos de carácter administrativo.
Sujeto pasivo:	Las personas físicas o jurídicas y las entidades sin personalidad jurídica a que se refiere el artículo 33 de la LGT que exploten las instalaciones en las que se desarrollen las actividades que determinan las emisiones a la atmósfera gravadas por este impuesto.
Responsable:	Es responsable solidario del pago del impuesto el propietario de la instalación desde la que se realice la emisión cuando no coincida con la persona que la explota.
Base imponible:	Cuantía de carga contaminante (medida en unidades contaminantes) de las emisiones gravadas que se realicen desde una instalación industrial durante el periodo impositivo.
Determinación de la base imponible:	<p>Estimación directa: cuando las instalaciones industriales cuentan con instrumentos de medición de la base imponible.</p> <p>Estimación objetiva: en los demás casos, utilizando coeficientes en función de la actividad industrial que se desarrolle en cada instalación.</p> <p>Estimación indirecta: se aplicará cuando se den las circunstancias previstas en la Ley General Tributaria o cuando en las mediciones no se utilicen medios normalizados o aceptados por la Administración.</p>
Base liquidable:	Es el resultado de aplicar una reducción en la base imponible de 3 unidades contaminantes en concepto de mínimo exento.
Tipo de gravamen:	Se determina según la tarifa progresiva de 5 tramos recogida en la Ley.
Deducciones:	<p>Por inversiones en infraestructuras y equipos para el control, prevención y corrección de contaminación atmosférica (salvo inversiones subvencionadas). El porcentaje de deducción será:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 25% si disponen de certificado EMAS o ISO 14000 - 15% en otro caso

	Límite 50% cuota íntegra.
Devengo:	El período impositivo coincide con el año natural y el impuesto se devenga el 31 de diciembre, salvo cese de actividad.
Gestión-liquidación:	Declaración anual, a ingresar o a devolver, que se presenta en la Consejería de Economía y Hacienda. Pagos fraccionados abril, julio y octubre.

2. Aragón

IMPUESTO SOBRE EL DAÑO MEDIOAMBIENTAL CAUSADO POR LA EMISIÓN DE CONTAMINANTES A LA ATMÓSFERA

Regulación:	Decreto Legislativo 1/2007, de 18 de septiembre, Texto Refundido de la Legislación sobre los impuestos medioambientales de Aragón.
Hecho imponible:	El daño medioambiental causado por focos contaminantes ubicados en el ámbito territorial de Aragón mediante la emisión a la atmósfera de: (i) Óxidos de azufre (SOx); (ii) Óxidos de nitrógeno (NOx) y (iii) Dióxido de carbono (CO2).
No sujeción:	No se encuentra sujeto al impuesto el daño medioambiental causado por la emisión de dióxido de carbono (CO2) a la atmósfera producida por: a) La combustión de biomasa, biocombustible o biocombustible. b) La realizada desde instalaciones sujetas al régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Están exentos los organismos y administraciones públicas.
Sujeto pasivo:	Quienes realicen las actividades que causan el daño medioambiental o exploten las instalaciones en las que se desarrollan las actividades causantes de las emisiones.
Responsables:	Será responsable solidario el propietario de la instalación causante de la emisión contaminante cuando no coincida con la persona que explota la misma.
Base imponible:	Cantidad, en unidades contaminantes, de las sustancias gravadas emitidas a la atmósfera.
Base liquidable:	Se obtendrá aplicando a las unidades contaminantes que constituyen la base imponible las siguientes reducciones: a) SOx: 150 toneladas/año. b) NOx: 100 toneladas/año. c) CO2: 100 kilotoneladas/año.
Tipo de gravamen:	Se distinguen dos tipos: a) óxidos de azufre y nitrógeno (50 € / tm). b) óxidos de carbono (200 € / kilotonelada).
Cuota tributaria:	La cuota se obtiene multiplicando la base liquidable por los tipos de gravamen
Bonificación:	Deducción por inversión en infraestructuras y equipos para el control y prevención de la contaminación.
Devengo:	31 de diciembre, salvo pérdida de la condición de contribuyente en fecha distinta.
Afectación:	Los fondos se destinarán a la financiación de medidas preventivas, correctoras o restauradoras del medio ambiente explotado, degradado o lesionado por el efecto negativo derivado de determinadas actividades contaminantes de los recursos naturales y territoriales en la Comunidad Autónoma de Aragón.

3. Castilla la Mancha

IMPUESTO SOBRE DETERMINADAS ACTIVIDADES QUE INCIDEN EN EL MEDIO AMBIENTE	
Regulación:	Ley 16/2005, de 29 de diciembre, del Impuesto sobre determinadas actividades que inciden en el medio ambiente y del tipo autonómico del Impuesto sobre las Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos.
Objeto imponible:	Grava la contaminación y los riesgos que sobre el medio ambiente ocasiona la realización de determinadas actividades.
Hecho imponible:	La contaminación y los riesgos que sobre el medio ambiente son ocasionados por la realización en el territorio de Castilla-La Mancha de cualquiera de las actividades siguientes: 1. Actividades cuyas instalaciones emiten a la atmósfera dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno o cualquier otro compuesto oxigenado del azufre o del nitrógeno. 2. Producción termonuclear de energía eléctrica. 3. Almacenamiento de residuos radioactivos.
No sujeción:	El almacenamiento de residuos radiactivos vinculado exclusivamente a actividades médicas o científicas.
Exención:	La incidencia en el medio ambiente ocasionada por actividades de producción de energía eléctrica incluidas en el régimen especial regulado en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.
Sujeto pasivo:	Quien realice las actividades definidas en relación con el hecho imponible.
Base imponible:	- Actividades emisoras de gases contaminantes a la atmósfera: suma de las cantidades emitidas durante el periodo impositivo expresada en toneladas métricas equivalentes de dióxido de azufre y de dióxido de nitrógeno ponderadas por los coeficientes 1 y 1,5. - Producción termonuclear de energía eléctrica: Producción bruta en el período impositivo expresada en kw/h. - Almacenamiento de residuos radioactivos: cantidad de los residuos almacenados a la fecha de devengo del impuesto expresada en kilogramos de uranio total si se trata de residuos de alta actividad, o en metros cúbicos si se trata de residuos de media y baja peligrosidad
Determinación de la base imponible:	- Estimación directa con carácter general. - Estimación indirecta de acuerdo con lo dispuesto en el art. 53 de la LGT. Especialidades en el caso de actividades emisoras de compuestos oxigenados del azufre o del nitrógeno: - Se aplicará el método de estimación directa cuando todos los focos emisores dispongan de sistemas de medida y registro y estén conectados con centros de control. - En los demás casos, se aplicará el método de estimación objetiva.
Tipo de gravamen:	Se definen diferentes tipos impositivos según la actividad de que se trate.
Deducciones:	- 7% de la cuota íntegra en el caso de actividades emisoras de compuestos oxigenados sujetas al método de estimación directa, siempre que el rendimiento de los analizadores automáticos sea igual o superior al 90% (la deducción será del 5% cuando el rendimiento sea inferior al 90% y superior o igual al 80 %). - 4% de la cuota íntegra cuando se pase dentro de un mismo periodo impositivo del método de estimación objetiva al de estimación directa, siempre que el rendimiento de los analizadores automáticos sea igual o superior al 90% (la deducción será del 2% cuando el rendimiento sea inferior al 90% y superior o igual al 80 %).
Devengo:	El último día del período impositivo, que coincide con el año natural.
Afectación:	El rendimiento previsto en el estado de ingresos de los presupuestos generales de Castilla-La Mancha para el ejercicio 2011, en el concepto referente al impuesto sobre determinadas actividades que inciden en el medio ambiente, se destinará a la financiación de gastos de actuación en materia de calidad ambiental, ordenación, conservación y mejora del medio natural.

4. Comunidad Valenciana

IMPUESTO SOBRE ACTIVIDADES QUE INCIDEN EN EL MEDIO AMBIENTE	
Regulación:	Ley 10/2012, de 21 de diciembre, de Medidas Fiscales, de Gestión Administrativa y Financiera y Financiera y de Organización de la Generalitat
Objeto imponible	La incidencia, alteración o riesgo de deterioro que sobre el medio ambiente ocasiona la realización de determinadas actividades, a través de las instalaciones y demás elementos patrimoniales afectos a aquéllas que se encuentren radicadas en el territorio de la Comunitat Valenciana, con el fin de contribuir a compensar a la sociedad el coste que soporta y a frenar el deterioro del entorno natural
Hecho imponible:	Constituye el hecho imponible del impuesto los daños, impactos, afecciones y riesgos para el medio ambiente derivados de la realización en el territorio de la Comunitat Valenciana, mediante las instalaciones y demás elementos patrimoniales instalados en su territorio, entre otras, de las actividades que emitan a la atmósfera óxidos de nitrógeno (NO) o dióxido de azufre (SO ₂)
Exención	<p>Estarán exentas del impuesto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La producción de energía eléctrica en instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar o eólica, o en centrales que utilicen como combustible principal la biomasa o el biogás, salvo que alteren de modo grave y evidente el medio ambiente cuando así se establezca en la correspondiente declaración de impacto ambiental. - La producción de energía eléctrica incluida en el régimen especial regulado en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Régimen Especial, salvo que alteren de modo grave y evidente el medio ambiente cuando así se establezca en la correspondiente declaración de impacto ambiental. - La producción de energía eléctrica para el autoconsumo, salvo que alteren de modo grave y evidente el medio ambiente cuando así se establezca en la correspondiente declaración de impacto ambiental.
Sujeto pasivo:	<p>Son sujetos pasivos del impuesto, a título de contribuyentes, las personas, físicas o jurídicas, y los entes sin personalidad jurídica a los que se refiere el apartado 4 del artículo 35 de la Ley general tributaria, que realicen cualquiera de las actividades incluidas en el hecho imponible.</p> <p>Serán responsables solidarios de la deuda tributaria de este impuesto, además de los establecidos en el artículo 42 de la Ley general tributaria, los propietarios de las instalaciones en las que se realizan las actividades referidas.</p>
Base imponible:	En el caso de las actividades que emitan a la atmósfera óxidos de nitrógeno (NO) o dióxido de azufre (SO ₂), la cantidad emitida durante el período impositivo, expresada en toneladas métricas, resultado de la suma de las cantidades emitidas de óxidos de nitrógeno (NO), expresadas en toneladas métricas equivalentes de dióxido de nitrógeno (NO ₂), multiplicadas por el coeficiente 1,5, y de las cantidades emitidas de dióxido de azufre (SO ₂).
Tipo de gravamen:	Entre el 9% y el 50% en función de las toneladas emitidas a la atmósfera
Cuota tributaria:	Es el resultado de aplicar el tipo de gravamen a a la base imponible del impuesto.
Devengo:	El impuesto se devengará el último día del año natural.
Afectación:	Los ingresos procedentes de este impuesto se encuentran afectados a gastos de la Generalitat en el ámbito de la conservación y mejora del medio ambiente, en la forma que establezca la Ley de Presupuestos de la Generalitat.

5. Galicia

IMPUESTO SOBRE LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA	
Regulación:	Ley 12/1995, de 29 de diciembre, del Impuesto sobre la Contaminación Atmosférica.
Objeto imponible:	Grava las emisiones a la atmósfera de sustancias contaminantes cuyos focos se hallen ubicados en el ámbito territorial de la Comunidad Autónoma.
Hecho imponible:	La emisión a la atmósfera de cualquiera de las siguientes sustancias: - Dióxido de azufre o cualquier otro compuesto oxigenado del azufre. - Dióxido de nitrógeno o cualquier otro compuesto oxigenado del nitrógeno.
Sujeto pasivo:	Las personas o entidades titulares de las instalaciones o actividades que emitan las sustancias contaminantes gravadas.
Base imponible:	La suma de las cantidades emitidas de cada una de las sustancias contaminantes por un mismo foco emisor, durante el año natural.
Determinación de la base imponible:	Por estimación directa cuando las instalaciones incorporen sistemas de medición de las sustancias contaminantes emitidas. Por estimación objetiva en los demás casos. De oficio por la Administración cuando el sujeto pasivo, incumpliendo las normas fiscales, hiciese imposible su determinación a través de las vías ordinarias previstas en la Ley.
Tipo de gravamen:	El gravamen se exige de acuerdo con una tarifa por tramos de base.
Devengo:	En el momento de la emisión de la sustancia contaminante.
Afectación:	A la financiación de las actuaciones de la Comunidad en materia de protección medioambiental y conservación de los recursos naturales de Galicia. Un 5% de los ingresos se destinará a dotar un fondo de reserva para atender a daños extraordinarios y situaciones de emergencia provocados por catástrofes medioambientales.

6. Murcia

IMPUESTO SOBRE EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES A LA ATMÓSFERA

Regulación:	Ley 9/2005, de 29 de diciembre, de Medidas tributarias en materia de tributos cedidos y tributos propios para el año 2006.
Objeto imponible:	Las instalaciones industriales contaminantes.
Hecho imponible:	Emisiones a la atmósfera de los distintos contaminantes que se relacionan en la Directiva 2001/81/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de octubre de 2001 sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos respecto a los contaminantes afectados, en concreto los establecidos en su artículo 4º, siendo éstos dióxido de azufre SO ₂ , óxidos de nitrógeno NO _x , compuestos orgánicos volátiles (COV) y amoníaco NH ₃ .
No sujeción:	<ul style="list-style-type: none">- Procedentes de vertederos del apartado 5.4 (que reciban más de 10 toneladas al día o con capacidad superior a las 25.000 toneladas) y de instalaciones destinadas a la cría intensiva de aves de corral o cerdos recogidas en el apartado 9.3 (que superen determinado número de emplazamientos), ambas del anexo 1 de la Ley 16/2002.- Las emisiones de CO₂ procedentes de combustión de biomasa, biocarburante o biocombustible y las realizadas desde instalaciones sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
Sujeto pasivo:	Personas físicas y jurídicas y demás entidades sin personalidad jurídica que constituyan una unidad económica o patrimonio separado susceptible de imposición, que exploten las instalaciones en las que se desarrollen las actividades que determinan las emisiones a la atmósfera gravadas.
Responsable:	El propietario de la instalación.
Base imponible:	Carga contaminante de las emisiones gravadas realizadas desde una misma instalación industrial durante el periodo impositivo, establecida en unidades de contaminación.
Reducciones:	Tres unidades contaminantes, en concepto de mínimo exento.
Tipo de gravamen:	Escala progresiva por tramos.
Cuota tributaria:	Será el resultado de aplicar a la base liquidable la tarifa establecida.
Deducciones:	<ul style="list-style-type: none">- 15 %, por inversiones en infraestructuras y bienes de equipo orientados al control, prevención y corrección de la contaminación atmosférica.- 25%, si las inversiones disponen del certificado EMAS o ISO 14000.- 30%, para inversiones aportadas para la vigilancia atmosférica. Límite de las deducciones: 50% de la cuota íntegra.
Pagos fraccionados:	<p>En los primeros 20 días naturales de los meses de abril, julio y octubre, los sujetos pasivos con base liquidable positiva deberán efectuar un pago fraccionado a cuenta de la liquidación correspondiente al período impositivo, cuyo importe se calculará aplicando la tarifa vigente en el año en curso a la base liquidable acumulada desde el inicio del año hasta la conclusión de cada trimestre y con deducción de los pagos fraccionados realizados durante el período impositivo y, en su caso, de la cuota diferencial negativa de ejercicios anteriores.</p> <p>Si se obtuviese una cuota diferencial negativa como consecuencia de la deducción de los pagos fraccionados, el sujeto pasivo podrá solicitar su devolución o bien compensarla con los pagos fraccionados a cuenta de los siguientes periodos impositivos.</p>
Devengo:	31 de diciembre, salvo cese de las emisiones en día distinto.

Afectación: Los fondos que se recauden se destinarán a la financiación de medidas en materia de protección medioambiental.

Anexo II. Resumen del Proyecto de Ley de Hidrocarburos en referencia a la exploración y producción de gas no convencional

1. Obligatoriedad de un compromiso social con las comunidades locales en las que se desarrollen actividades de exploración y producción de hidrocarburos.
2. Propietarios de terrenos. Obtendrán el 1% de la producción. Se considerarán propietarios no solo a los dueños de las parcelas en las que se construyan pozos, sino también a quienes tengan terrenos dentro de un permiso de producción (no confundir con permiso de exploración), aunque los utilicen para fines diferentes a la extracción de hidrocarburos. La cantidad que se destinará a cada uno de ellos se calculará en función de la superficie de terreno que posean en el permiso.
3. Se establecen impuestos a la producción de hidrocarburos que revertirán “con especial intensidad en las comunidades autónomas y en los municipios donde se ubiquen tales actividades”.
4. Para el gas natural no convencional el impuesto será de entre el 1 y el 4% de la producción, según este esquema.

	TIPO IMPOSITIVO		
	Exploración Marina	Exploración en tierra	
VOLUMEN EXTRAIDO PERIODO IMPOSITIVO	Convencional	Convencional	No Convencional
Hasta 32.850.000 m3	1%	3%	1%
De 32.850.001 hasta 164.250.000 m3	3%	4%	3%
Más de 164.250.000m3	4%	5%	4%

5. Cada sondeo en tierra, ya sea de exploración o de producción, pagará un canon de 125.000 euros

Tarifa Tercera: perforación de sondeos en permisos de investigación y concesiones de explotación	€/ sondeo
1. Sondeo terrestre	125.000
2. Sondeo marino	600.000