



Universidad de Valladolid

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE SISTEMAS Y AUTOMÁTICA

TESIS DOCTORAL:

**ESCENARIOS DE ENERGÍA-ECONOMÍA MUNDIALES CON
MODELOS DE DINÁMICA DE SISTEMAS**

Presentada por CARLOS DE CASTRO CARRANZA
para optar al grado de
doctor por la Universidad de Valladolid

Dirigida por:
DR. D. LUIS JAVIER DE MIGUEL GONZÁLEZ
DRA. DÑA. MARGARITA MEDIAVILLA PASCUAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE SISTEMAS Y AUTOMÁTICA

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales

ESCENARIOS DE ENERGÍA-ECONOMÍA MUNDIALES CON MODELOS DE DINÁMICA DE SISTEMAS

Autor:

Carlos de Castro Carranza

Directores:

Dr. D. Luis Javier de Miguel González

Profesor Titular de Universidad

Dra. Dña. Margarita Mediavilla Pascual

Profesora Titular de Universidad

Valladolid, 2009

Agradecimientos

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a mis amigos y familiares, por no haber dejado de insistirme en que “puedes y debes”. En especial a Estrella, porque además de los ánimos, ha tenido que cargar con buena parte del trabajo doméstico que a mí me debería haber correspondido, de esta forma desarmó cualquier tentación de que esta tesis terminara siendo solo un episodio más en mis muchas “tesis”.

Y a mis amigos y directores de esta tesis, Epi y Marga, que no solo me “obligaron” sino que se pusieron manos a la obra.

Lista de símbolos

- AAPG: American association of petroleum geologists
- ACV: análisis de ciclo de vida
- ASPO: Association for the Study of peal oil and natural gas.
- BP: British Petroleum
- CC: cambio climático
- CEO: chief executive officer
- CO_{2e}: emisiones equivalentes (en cuanto a efecto invernadero) de CO₂
- CTG: coal to gas
- CTL: coal to liquids
- EE: Energía-Economía
- EECC: energía-economía-cambio climático
- EEE o E³ : Energía-Economía-Ecología
- EIA: Energy Information Administration
- EOR: enhanced oil recovery
- E_p: energía perdida, energía para producir energía
- EROEI: energy return on energy invested, TRE.
- EWG: Energy Watch Group
- Gboe: gigabarriles de petróleo equivalente (10⁹ barriles)
- GDP: Gross domestic product, PIB
- GTL: gas to liquids
- IEA: Internacional Energy Agency
- IIASA: International Institute for Applied Systems Analysis
- IPCC: Intergubernamental Panel of Climate Change (Panel intergubernamental del Cambio climático)

- MDS: Modelos de dinámica de sistemas
- MEI: Modelos de evaluación integrada (integrated assesment models)
- NC: petróleo no convencional
- NGL: natural gas liquids
- ONU: Organización de las Naciones Unidas
- OPEC: Organisation of petroleum exporting countries
- PIB: Producto interior bruto
- PPP: Paridad de poder adquisitivo
- SCO: synthetic crude oil
- SRES: Special report on emissions scenarios del IPCC
- TCF: trillion cubic feets, billones de pies cúbicos
- TRE: tasa de retorno energético
- UN: United Nations
- URR: ultimate resource recovery, recursos extraíbles totales
- USGS: United States Geological Survey
- WEC: World energy Council (consejo mundial de la energía)

Índice

1. Introducción y Objetivos	1
1.1 Introducción	1
1.2 Organización de la tesis	4
1.3 Objetivos	5
2. Metodología	7
3. Bases de los escenarios	13
3.1 Ley de Liebig	13
3.2 Contexto energético	14
3.3 Identificación de las fuerzas directrices	16
3.4 Hipótesis generales	18
3.5 Relatos o perspectivas de futuro	23
4. Bases de las Hipótesis	25
4.1 Geología y física de los recursos energéticos. Hipótesis de Hubbert y Hall . .	25
4.1.1 Estimación de recursos energéticos	25
4.1.1.a Recursos de petróleo	25
a.1. Definiciones	25
a.2. Reservas versus recursos últimos extraíbles	26
a.3. Otros factores que pueden alterar las reservas futuras	34
4.1.1.b. Recursos de gas natural, carbón y combustibles nucleares	36
b.1. Gas natural	36
b.2. Carbón	37

b.3. Combustible nuclear	39
4.1.1.c. Resumen de los recursos de energías no renovables	40
4.1.1.d. Recursos de energía renovables	41
d.1. Biocombustibles	41
d.2. Biomasa e hidroelectricidad	46
d.3. Resto de renovables y otras fuentes de energía	47
4.1.2. Teorías del pico del petróleo y otros picos	49
4.1.2.a. Teoría de Hubbert	49
4.1.2.b. Otros modelos para el pico de recursos no renovables	56
4.1.2.c. Críticas a las teorías del pico del petróleo	57
4.1.3. Análisis de la energía para producir energía (EP) y de la tasa de retorno energético (TRE)	61
4.1.3.a. Introducción	61
4.1.3.b. Ep y evolución de la TRE del petróleo convencional	61
4.1.3.c. Ep y evolución de la TRE del petróleo no convencional	63
4.1.3.d. Ep y evolución de la TRE del gas natural	63
4.1.3.e. Ep y evolución de la TRE del carbón	63
4.1.3.f. Ep y evolución de la TRE del uranio	64
4.1.3.g. Balance global de la Ep	66
4.1.3.h. Medida indirecta de la TRE	66
4.1.3.i. Análisis teórico de la Ep y de la TRE.	68
4.2. Relaciones energía, economía, tecnología: Hipótesis Hirsch, Ayres y Meadows	70
4.2.1. Análisis de la evolución de la intensidad energética	70
4.2.2. Relación energía-economía-tecnología	73
5. Escenarios y Modelos	81
5.0. Introducción	81

5.1. Modelos utilizados como test para validar la hipótesis Hubbert	82
5.1.1. Extracción de petróleo convencional en Estados Unidos sin Alaska	82
5.1.2. Extracción de petróleo convencional mundial	92
5.2. Escenarios de combustibles fósiles líquidos	94
5.2.1. Modelos mundiales de petróleo convencional	94
5.2.1.a. Modelo sin realimentaciones	94
5.2.1.b. Modelos mundiales con realimentación en la economía	95
5.2.2. Modelos de extracción de combustibles líquidos.	104
5.3. Escenarios de la producción de energía no renovable	115
5.4. Escenarios de energía global	125
5.5. Escenarios de emisiones	133
6. Discusión de los resultados	135
6.1. Resultados y comparación con otros modelos y escenarios	135
6.1.1. Producción de petróleo	136
6.1.2. Producción de Gas natural	137
6.1.3. Producción de Carbón	138
6.1.4. Producción de Uranio	139
6.1.5. Producción mundial	140
6.1.6. Emisiones	141
6.1.7. Intensidad energética	142
6.1.8. Tasa de retorno energética	143
6.2. Críticas a otros modelos y escenarios	144
6.3. Autocríticas	145
6.3.1. Población	145
6.3.2. Desagregación de variables	148

6.3.3. Innovación tecnológica	150
6.3.4. Variación de la demanda	151
6.3.5. Problemas ambientales	155
6.3.6. Otras variables	155
7. Conclusiones	161
Bibliografía	163
Anexo	173

Introducción y Objetivos

1.1. Introducción

El 23 de septiembre de 2008 se dirigía a la 63ª Asamblea General de las Naciones Unidas, Ban Ki Moon, su Secretario General, y comenzaba con estas palabras:

Mr. President,

Excellencies,

Ladies and Gentlemen:

Welcome to the opening of the general debate of the 63rd session of the General Assembly. It is customary for the Secretary-General, on this occasion, to assess the state of the world and to present our vision for the coming year. We all recognize the perils of our current passage. We face a global financial crisis. A global energy crisis. A global food crisis. Trade talks have collapsed, yet again. We have seen new outbreaks of war and violence, new rhetoric of confrontation. Climate change ever more clearly threatens our planet.

Aunque los medios de comunicación se refieren en los países más industrializados a la crisis económica derivada de la crisis financiera, las Naciones Unidas a través de su Secretario General reconocen que desde el punto de vista global, a ésta se añaden una crisis energética y una alimentaria. Estas tres crisis globales se dan además en un contexto de tensiones y confrontaciones políticas y de lo que podríamos denominar una crisis medioambiental o ecológica que vendría ejemplificada por el Cambio Climático.

Parece claro además que estas crisis no están aisladas unas de las otras sino que se influncian o realimentan unas a otras.

Estas ideas, el análisis de las crisis y la búsqueda de soluciones son la motivación de esta tesis.

Desde el análisis más académico se viene haciendo un esfuerzo por modelar el sistema económico y sus conexiones con la energía y la ecología.

Los modelos globales de energía-economía-ecología (E^3) y más específicamente los de energía-economía-cambio climático (EECC), están en general orientados a la toma de decisiones políticas, especialmente en materia de política energética y política medioambiental (mercado de emisiones, impuestos a la energía y/o a las emisiones, etc.). La literatura especializada es extensa y la podríamos clasificar en dos grupos de acuerdo a los intereses de esta tesis: modelos de dinámica de sistemas y modelos de evaluación integrada (integrated assessment models).

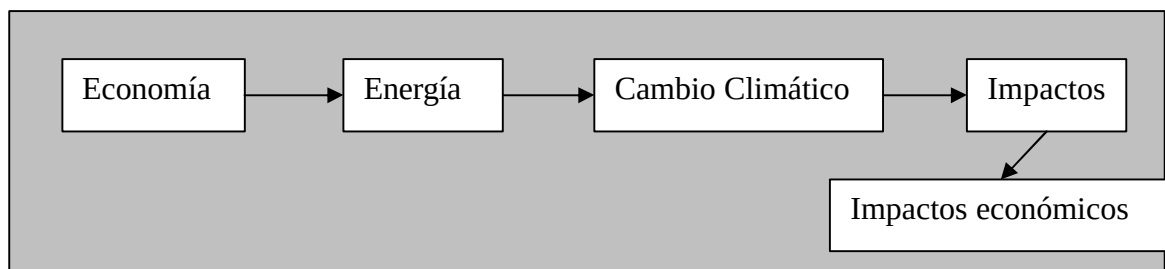
Decenas de modelos de evaluación integrada (MEI) se usan en la actualidad en equipos que hoy cuentan en muchos casos con decenas de investigadores de distintas disciplinas académicas. Una revisión de estos modelos se puede encontrar en [Weyant 2003] y en [Tol 2006].

Todos los modelos tienen en común dos características: son interdisciplinarios por naturaleza y tratan de ser políticamente relevantes [Tol 2006, Fiddaman 2002]. Puesto que desde hace décadas, las disciplinas económicas están más cercanas a la acción política que otras disciplinas como la climatología, la geología, la física e incluso la sociología y la psicología, es la tradición de los modelos más economicistas la que ha imperado y lo sigue haciendo entre los modelos de evaluación integrada (MEI). Quizás por ello los MEI tienen mucha más relevancia académica (por

número de publicaciones e impacto de las mismas) que los modelos de dinámica de sistemas (MDS). Entre los primeros abundan economistas y entre los segundos ingenieros.

A pesar de que hoy los equipos de trabajo incorporan muchas disciplinas distintas en los MEI, la agregación que se hace entre disciplinas suele ser relativamente sencilla y sorprendentemente lineal. Si bien se hacen esfuerzos por tener en cuenta las realimentaciones en los modelos, éstas se suelen quedar luego dentro de las disciplinas o entre el modelo económico y el energético.

El esquema que se sigue en casi todos los MEI sobre Energía-Economía-Cambio Climático es simple y lineal:



Esquema 1.1. Modelo lineal típico utilizado en los Modelos de Evaluación Integrada (MEI)

Por ejemplo, la realimentación del Cambio Climático sobre la Economía no se investiga, al menos de una forma dinámica [Bassi2007, Castro2007a]. En todo caso se evalúan los costes económicos de los impactos del cambio del clima. Incluso los modelos y estudios que llegan a la evaluación económica de los impactos son raros [Roson 2006]. Entre ellos destacarían el Informe Stern [Stern 2006] y los trabajos de [Kempert 2002, Darwin et al. 2005, Darwin y Tol 2001 y Deke et al. 2001].

La influencia dinámica que pueden tener estos impactos sobre la propia marcha de la economía se minimiza, y a partir de aquí los efectos sobre el consumo energético y el propio cambio climático. Así, o bien el cambio climático tiene unos efectos relativamente pequeños sobre las sociedades humanas, o bien, si los efectos no son despreciables, las realimentaciones sobre ellas se deberían analizar. Sin embargo, estos son los MEI de impacto académico, político y mediático publicados

hasta la fecha. Esto también pasa con los modelos que tratan de proyectar consumo de energía; por ejemplo, la EIA (Energy Information Administration) [EIA2007], con sus influyentes “International Energy Outlooks” o la misma IEA (Internacional Energy Agency) [IEA2004], con sus “World Energy Outlooks” utilizan modelos MEI.

En el caso de que las realimentaciones dinámicas entre energía y economía o entre cambio climático y economía sean pequeñas, entonces deja de tener sentido preocuparse en exceso por el efecto del cambio climático o de una crisis energética sobre la economía y la política, y por tanto, demostraciones políticas del estilo de que “el Cambio Climático es el primer problema que enfrenta la Humanidad”, las miles de publicaciones en revistas científicas que aparecen anualmente sobre Cambio Climático o los mismos informes del IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático) que tratan de persuadirnos de la extraordinaria importancia que tendría seguir emitiendo cada vez más gases de efecto invernadero; todo ello podría parecer exagerado.

Por tanto, quedarían automáticamente justificados los modelos de dinámica de sistemas (MDS) que incorporen de forma natural estas realimentaciones. Sin embargo, incluso en la literatura sobre estos modelos, escasean sobremanera estas realimentaciones. El contraejemplo clásico es World3 de los límites al crecimiento de [Meadows 1972, 1992, 2002]; pero en este modelo no se trabaja con el Cambio Climático o la Energía, sino con impactos ambientales y uso de recursos naturales de una forma genérica y poco concreta.

Desde entonces, aunque se han avanzado otros modelos de dinámica de sistemas, estos son relativamente pocos. Fiddaman [Fiddaman 2002] hace un repaso hasta el año 2002 y más recientemente Bassi [Bassi 2007] hace lo mismo. Bassi cita los modelos de Naill (finales de 1970s), los de Sterman (de los años 80) y el modelo de Fiddaman de 1997, señalando que ninguno tiene en cuenta las interacciones entre energía, economía, sociedad y medio ambiente que el modelo que presenta (llamado Treshold 21 o T21) sí hace. Los modelos anteriores a Sterman se enfocan solo a energía, los de Sterman en la interacción energía-economía para el caso de Estados Unidos, y el de

Fiddaman en la interacción economía-cambio climático. Incluso el mismo Bassi usa un modelo muy rico para establecer las relaciones EECC para Estados-Unidos pero muy pobre para el resto del Mundo.

Además, se observan las tendencias que tienen los modelos de evaluación integrada en cuanto al objeto sobre el que el modelizador se pregunta, por ejemplo: ¿cuáles son los efectos de las tasas impositivas sobre las emisiones de gases de efecto invernadero o los efectos del mercado de emisiones sobre éstas? Este tipo de preguntas, si bien interesantes e importantes, se alejan de los efectos globales que sobre todo el sistema económico humano pueden tener algunos aspectos de la energía y del cambio climático. En conclusión, la mayoría de los modelos de dinámica de sistemas sobre el tema se han desviado de la vía que abrieron en su momento Forrester y los Meadows [Meadows 1972], y se han incorporado al camino exploratorio abierto por los MEI¹.

Aunque una ventaja de los modelos de dinámica de sistemas es que hacen explícitas las influencias lógicas y causales entre las partes del sistema (diagrama de influencias), de forma que se convierten en una buena herramienta didáctica; desde el mismo modelo de los Meadows, la complejidad del modelo final suele ser elevada, siendo frecuente que los diagramas no “quepan” en una hoja de papel escrito. Esto les hace finalmente ser menos didácticos, y lo que es peor, depender de demasiadas variables y parámetros de los cuales no se conoce su relación de antemano y que hay que suponer o razonar “ad hoc”. De ahí que tiendan a fracasar. Salvo el modelo de los mismos Meadows, que es relativamente sencillo a pesar de que simula “el mundo entero”, el resto de los modelos, suelen adolecer de este problema.

Visto todo lo anterior, el camino que se abre para la incorporación de estudios y modelos que incorporen un pensamiento más holístico, dinámico y realimentado dentro del esquema economía-

¹ La estrategia puede tener sentido, pues los propios Meadows [Meadows 2004] terminan reconociendo que pocos economistas han seguido su camino y la influencia de sus modelos no ha ido a los sectores de las políticas económicas, y ni siquiera, a los informes del IPCC, a pesar de que participen en ellos cientos de científicos.

energía-cambio climático (EECC), está prácticamente inexplorado y es ingente. Por supuesto, fuera del alcance de esta tesis.

El modelo EECC que se propone trabajaría sobre 4 aspectos concretos que se creen básicos de lo que debería ser un modelo más completo de EECC (sea MEI o MDS):

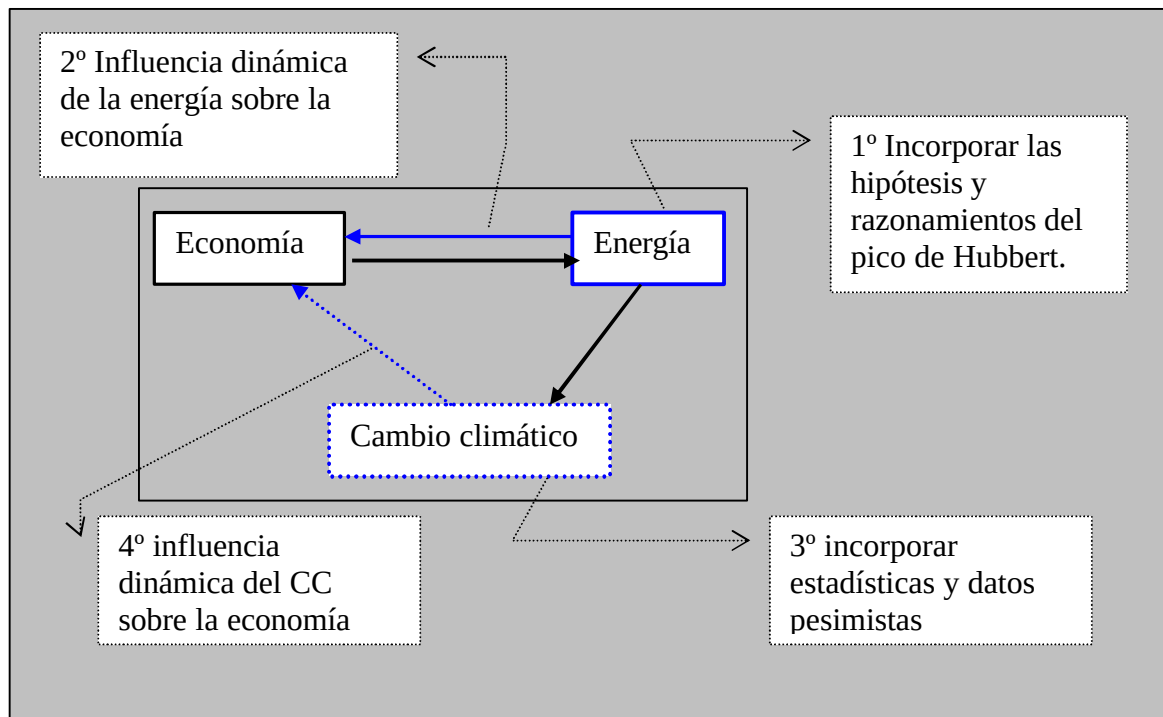
1º La incorporación en los modelos energéticos de las hipótesis y razonamientos de la teoría de Hubbert [Hubbert 1956], también llamada del pico de Hubbert y que se utilizó en su momento para predecir con éxito la curva de extracción de petróleo en Estados Unidos y que se están utilizando para predecir la curva de extracción del mismo a escala mundial y, por extensión, para los combustibles energéticos no renovables. Estos modelos permiten en principio calcular la base de recursos energéticos y el flujo máximo extraíble anual.

2º El análisis de la influencia dinámica que los anteriores resultados tendría sobre la economía. Esto se vería bajo la hipótesis de que la disponibilidad de energía es un requisito previo a la economía y a su vez, que la capacidad extractiva (exploración de recursos, infraestructuras de extracción, de procesado y de transporte) depende a su vez del funcionamiento de la economía.

3º La incorporación en los modelos energía-economía y desde una metodología “precavida o pesimista” (que se explicará) de la evaluación e impactos del Cambio Climático y otros problemas ambientales.

4º El análisis de la influencia dinámica que esa incorporación tendría sobre la economía.

En el siguiente esquema se representa el modelo Economía-Energía-Cambio climático que se propondría:



Esquema 1.2. Modelo Economía-Energía-Cambio Climático propuesto. Las flechas azules y las “cajas” recuadradas en azul serían las aportaciones que se consideran necesarias para elaborar un modelo más completo EECC respecto al esquema clásico de trabajo (en negro). En esta tesis se elaborarán principalmente los puntos 1 y 2, y se introducirán tan sólo los puntos 3 y 4.

1.2. Organización de la tesis

Siguiendo el esquema anterior (1.2), en el capítulo 2: “Metodología”, se discutirán las bases metodológicas de este trabajo. En el capítulo 3: “Bases de los escenarios”, se asientan las bases lógicas de los escenarios que se van a construir. El capítulo 4: “Bases de las hipótesis”, trata de demostrar el problema de acceso a los recursos energéticos no renovables de las próximas décadas, especialmente del petróleo, y asienta de forma razonada las hipótesis que se van a manejar en los escenarios y modelos posteriores. Los razonamientos y cálculos se incorporan a un modelo de dinámica de sistemas muy simple que trata de explorar la importante influencia y

realimentación sobre la economía de las dificultades de aumentar nuestro uso de combustibles fósiles. Y a su vez, se analiza la importancia que esto puede tener en los escenarios de emisiones de CO₂ del siglo XXI. Será el capítulo 5: “Escenarios y modelos”.

En el capítulo 6: “Discusión de los resultados”, se compararán los resultados de los modelos de esta tesis con los resultados de otros modelos y se hará una crítica de todos ellos (incluidos los desarrollados aquí).

En el capítulo 7 se dan las conclusiones de este trabajo.

Después de las referencias viene un anexo con las ecuaciones de los modelos más importantes desarrollados.

1.3. Objetivos

1. Hacer un análisis uno a uno de la cantidad de recursos energéticos extraíbles y de su tasa o flujo de extracción anual y máximo, tanto de fuentes energéticas no renovables como renovables.
 - a. Se analizará el contexto energético actual identificando las principales fuerzas directrices que han guiado en el pasado y pueden guiar en el futuro la extracción, producción y consumo de las distintas formas de energía.
 - b. Se hará especial hincapié en los recursos fósiles y en particular el petróleo convencional y las posibles fuentes sustitutivas.
 - c. Se analizará la importancia, estado y posible evolución de la Tasa de Retorno Energético (TRE o cantidad de energía disponible relativa a la empleada en producirla) de los distintos recursos energéticos no renovables.

- d. Se estudiará la teoría de Hubbert, así como su aplicación al análisis de la posible evolución de los recursos energéticos no renovables.
2. Analizar y mostrar las implicaciones que la escasez de petróleo y otros recursos energéticos no renovables tienen sobre el sistema energía, economía, ecología (E³).
3. Analizar las interacciones posibles que el análisis anterior tendría sobre los sistemas energía, economía, ecología (E³) a escala mundial, elaborando modelos E³ en Dinámica de Sistemas que incorporen realimentaciones dinámicas entre la energía y la economía mundiales.
 - a. Se analizará las relaciones energía-economía-tecnología en la literatura científica con el fin de identificar las variables y funciones de causalidad que las ligan.
 - b. Se incorporarán algunas de estas relaciones-hipótesis en distintos modelos de Dinámica de Sistemas.
4. Hacer una contribución a los escenarios que en la literatura no contemplan los planteamientos y las consecuencias del desarrollo de los objetivos anteriores.
5. Contribuir al debate de los modelos energéticos y económicos mundiales y su viabilidad en un contexto de aproximación a los límites al crecimiento y de Desarrollo Sostenible.

Capítulo 2

Metodología

Siguiendo la metodología que usa [Meadows 2002]; los creadores junto con [Forrester 1971], de la dinámica de sistemas aplicada a los problemas globales, se hacen explícitos los instrumentos que se van a emplear para observar el mundo y explorar sus “futuribles”.

El primer instrumento metodológico serán las teorías científicas al uso, aplicadas sectorialmente o de forma reduccionista, a cada uno de los tres “sistemas” que se estudian: la energía, en especial las teorías geológicas y físicas de recursos energéticos y de tecnologías disponibles. La economía: en especial la economía física y la economía ecológica. Y por último, los problemas ambientales globales: en especial la ciencia del cambio climático.

El segundo instrumento metodológico será el manejo y análisis de los datos, estadísticas y fuentes bibliográficas, que filtrados por la primera metodología, se encuentren sobre los recursos mundiales y el medio ambiente.

El tercer instrumento metodológico es el que deriva de una visión “composicionista” (el todo es la suma de sus partes y su interacción dinámica), y que se elabora precisamente a través de modelos informáticos bajo las herramientas propias de la dinámica de sistemas.

Las tres metodologías, y no sólo la última, permiten explorar posibles escenarios de futuro y, sobre todo, descartar escenarios que se consideren menos realistas, ya que las hipótesis con las que se

construyen no están de acuerdo con las conclusiones que se extraerán de los datos y argumentos que se irán empleando en este trabajo.

Un último instrumento de observación que va a permear de forma transversal a las otras metodologías y que por tanto se convierte en una metodología per sé, sería el paradigma de pensamiento científico y filosófico en el que el autor se encuentra.

Hacerlo explícito es importante [Meadows2002] por varias razones: todo el mundo filtra la realidad de acuerdo a una visión preconcebida del mundo. La ciencia no es aséptica [Kuhn 1962, Feyerabend 1975, Castro 1997, 2008a]. A pesar de este hecho, no se suele hacer explícito porque no parece cuadrar con el “método científico”, sin embargo, hacerlo tiene una clara ventaja comunicativa hacia el lector: si está en una cosmovisión parecida todo es más fácil de explicar, si no, al menos puede hacerse un ejercicio de “tratar de ponerse en la piel del otro” para comprender mejor sus argumentos (y así, incluso, poder atacarlos mejor si fuera el caso).

Es difícil resumir en un par de líneas la cosmovisión, el paradigma de pensamiento del que se parte. Pero en lo que a esta tesis se refiere quizás baste decir dos cosas: visión holística y pesimista.

Por visión holística se entiende que ni el reduccionismo ni el composicionismo son metodologías adecuadas por sí mismas para atrapar o aprehender la realidad cuando esta es suficientemente compleja. Se considera que el todo es algo más que la suma de sus partes (reduccionismo) y sus interrelaciones (composicionismo), y que el todo, una vez constituido (y siempre lo está) determina, incluso a través de leyes propias de su nivel, a las partes y sus interrelaciones. Sin embargo, poca metodología científica útil se ha desarrollado bajo esta visión [Castro 2008a], así que se enfocará la tesis con las tres formas (reduccionista, composicionista y holística).

Si bajo la visión holística se considera que el todo es más que lo que la metodología composicionista permite, esto implicaría que la mejor herramienta probablemente desarrollada con esta metodología, la dinámica de sistemas, seguiría siendo insuficiente para comprender la realidad compleja que se trata en este trabajo. Para el tema de la tesis esto tiene implicaciones lógicas y

también de método. Puesto que el todo que se va a tratar es desde el composicionismo la interacción de tres sistemas a su vez complejos, uso de energía, economía humana, impactos ambientales; por coherencia, se buscará activamente hacer los modelos de dinámica de sistemas lo más sencillos posibles, tratando de razonar qué puntos de relación son los básicos y centrándose en ellos. El razonamiento es que según se añaden parámetros o variables a un modelo, la incertidumbre no necesariamente disminuye y ésta no se corrige por muchos análisis de sensibilidad que se hagan, que habitualmente parten de la idea de cambiar un parámetro para ver como cambian los resultados del modelo, estableciendo la idea de ¿qué pasaría si cambiamos “A” y todo lo demás no cambia? Frecuentemente esa hipótesis no se cumple en la realidad. Cuando cambiamos “A”, a veces cambia todo el modelo. Por ejemplo, cambiar la cantidad de reservas explotables de petróleo convencional supondría cambiar totalmente los modelos que se desarrollarán, pues entonces la producción de petróleo podría evolucionar, no por factores principalmente geológicos (que será una hipótesis central en los modelos), sino por factores principalmente económicos y/o tecnológicos.

En cuanto a la metodología pesimista, se parte de la idea de que la situación real que vivimos puede conducirnos a escenarios catastrofistas [Meadows 2002, Castro 2001, 2004], de tal forma que se abre un nuevo paradigma que se ha denominado “ruleta rusa” [Castro 2007b]. La exploración de los escenarios catastróficos (pesimismo metodológico) se considera básica para entender qué puede llegar a pasar.

La propuesta metodológica que aquí se hace [Castro 2007b] se basa en la ampliación de la llamada “pay off matrix” de [Constanza 1997]:

Visiones del mundo		Optimismo correcto	Escepticismo correcto	Pesimismo correcto
Centrada en la economía: laissez faire	Política optimista	Crecimiento económico alto	Desastre económico	Colapso de la civilización humana
Centrada en el desarrollo: reformismo	Política escéptica	Crecimiento económico medio	Desarrollo humano sostenible	Colapso posible, recesión
Centrada en la supervivencia: revoluciones	Política pesimista	Recesión económica	Recesión económica temporal	Supervivencia, cambio de civilización
Probabilidad de la visión		Nula	Elevada y en disminución	No despreciable y en aumento

Tabla 2.1. Matriz ampliada de las influencias que tienen las distintas visiones del mundo y sus políticas correspondientes

La forma de interpretar la tabla anterior es la siguiente: Existen en principio tres grandes formas de ver el mundo (visiones), la centrada en la economía, la centrada en el desarrollo (la propuesta de Constanza) y una tercera que aquí se propone como ampliación: la centrada en la supervivencia a través de revoluciones [Castro 2001, Castro 2004]. Las políticas que siguen de forma coherente a estas visiones son las llamadas optimista, escéptica y pesimista respectivamente. Si el mundo (humano y no humano) se moviera y comportara de acuerdo a alguna de estas visiones, entonces, por ejemplo, si la visión optimista del mundo fuera correcta y se utilizaran unas políticas optimistas, entonces el mundo humano conseguiría un crecimiento económico alto en el futuro. Pero bajo estas mismas políticas si la visión del mundo escéptica fuera correcta se produciría un desastre económico y si la visión pesimista terminara siendo la correcta, entonces las políticas optimistas conducirían a un colapso de la civilización humana. De igual forma leeríamos las otras celdas de la anterior tabla. Por último, se da una interpretación subjetiva de la probabilidad que se asigna a cada una de las visiones del mundo. En [Castro 2001, Castro 2004] y esta misma tesis se defiende indirectamente la asignación de dichas probabilidades. Recordar por último, que el mundo se sigue

moviendo a fecha de hoy mayoritariamente por visiones y políticas que se calificarían bajo este esquema por optimistas.

De esta forma, se añade a la metodología científica “clásica” esta visión pesimista en temas complejos en los que la apuesta o los riesgos son muy elevados.

La filosofía de esta metodología es sencilla: se necesitaría comunicar a la sociedad no solamente los “consensos” científicos (como los informes del IPCC [IPCC2007]), ni la sociedad debe esperar hasta las “evidencias” científicas para empezar a actuar. Cuando el riesgo es total (posibilidad no despreciable de que la civilización humana colapse), debería bastar una evidencia del 10% o menos, en vez de >90% como hace la metodología clásica. La carga de la prueba debe ser contraria a la que hoy se aplica. Por ejemplo, en vez de esperar, como se ha hecho, al informe de 2007 del IPCC para concluir con >90% de probabilidad de que existe un Cambio Climático provocado en buena medida por las actividades humanas, se debería haber empezado a actuar, siguiendo esta visión, políticamente con contundencia una vez que se establecieron las bases científicas de que los gases invernadero como el CO₂ pueden calentar la atmósfera. La carga de la prueba debería haber sido demostrar con una probabilidad mayor del 90% que no existe un Cambio Climático provocado por las actividades humanas.

Esa primera evidencia la dio Arrhenius hace más de un siglo.

En el fondo, la metodología pesimista aquí propuesta es el uso que se cree coherente del llamado principio de precaución.

Así, aquellas evidencias científicas “catastrofistas” con probabilidad > 10% o que parezcan plausibles y de probabilidad no despreciable, inspirarán nuestros modelos. Jugar a la ruleta rusa es un tanto análogo a esto. Si hay una bala en la recámara de un revólver, la probabilidad de dispararse y morir no es muy alta, sin embargo, aunque la apuesta en el juego sea económicamente muy alta, la mayoría de las personas rechazaría tal clase de juego [Castro 2007b].

Habilitar las políticas más radicales para evitar el colapso de la civilización puede suponer no ser tan ricos en el futuro; análogamente pues a evitar el juego de la ruleta rusa.

En la siguiente gráfica se proporciona la metodología concreta que se ha seguido para la elaboración de esta tesis:

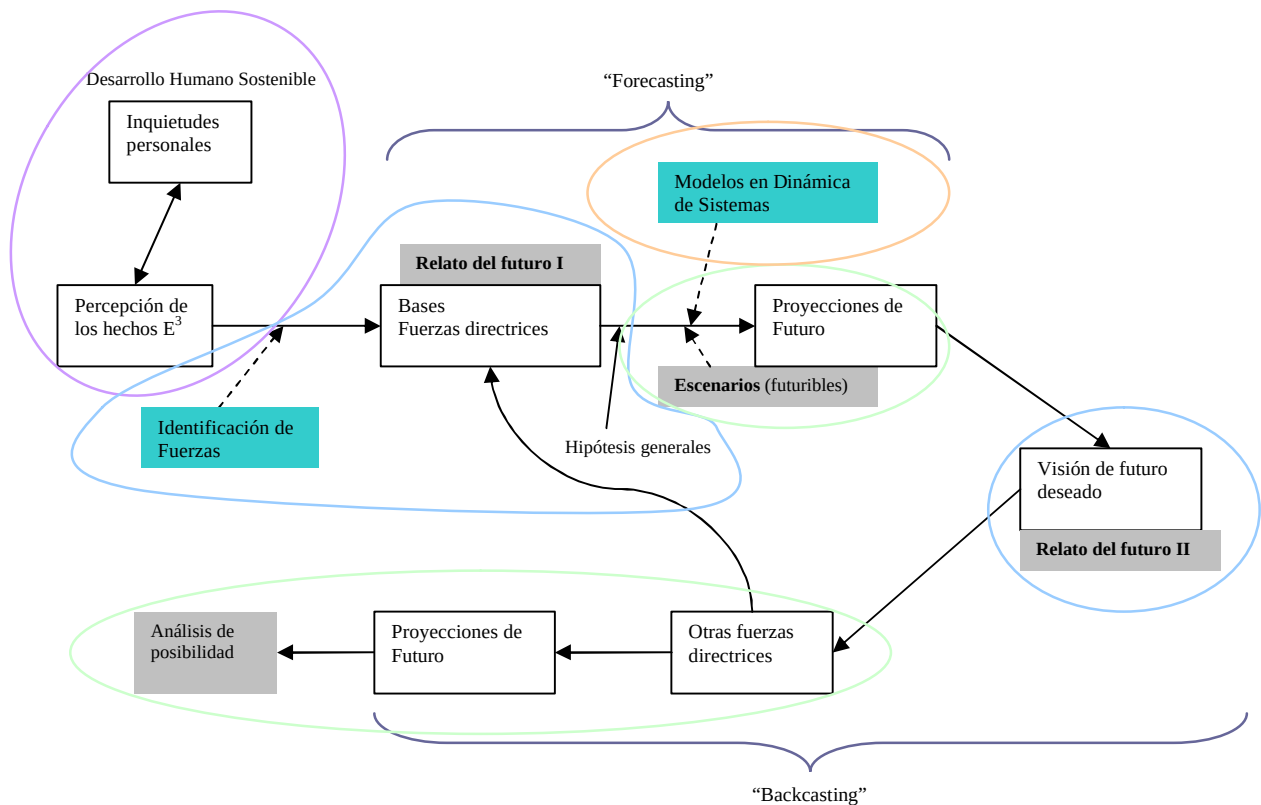


Figura 2.1. Diagrama metodológico seguido en la tesis

En el esquema anterior, el óvalo violeta, representaría la motivación de este trabajo, en ella la percepción de los hechos relacionados con la Energía, la Economía y la Ecología mundiales “alimentan” y pre-configuran el resto de la metodología. Por supuesto, el propio esfuerzo de esta tesis, ha realimentado (positivamente) la percepción de los hechos².

² De hecho, se comenzó la tesis con la idea de que el Cambio Climático sería la fuerza directora principal de la evolución del sistema E³ mundial, sin embargo, al avanzar el trabajo, se cambió ésta por una fuerza directora más inmediata: la imposibilidad de satisfacer una demanda creciente de petróleo barato.

A partir de esa visión previa del “mundo”, se han tratado de identificar las “Fuerzas” principales que podrían dirigir los acontecimientos futuros en el macrosistema E³. Una investigación previa de las bases de esas fuerzas se hace necesaria (cantidad de recursos energéticos, evolución de la tecnología, evolución del cambio climático, etc.).

Tras la identificación de las fuerzas que se consideran directrices se construye un relato de futuro proyectando de forma pesimista la influencia de aquellas fuerzas. A partir de aquí se construyen una serie de hipótesis generales aplicables a escenarios y modelos en dinámica de sistemas. Se usará un programa (POWERSIM) como herramienta metodológica concreta para todos los modelos de dinámica de sistemas utilizados, sin embargo, ésta herramienta, no se considera el objetivo ni la única herramienta de esta tesis.

Los primeros modelos y escenarios se construyen en base a una simplificación máxima de las fuerzas directrices identificadas previamente, de tal forma que en la práctica se considera que sólo una de ellas es la que principalmente actúa. Con estos primeros escenarios se construyen proyecciones del “futuro” y se comparan con una visión de futuro deseado (un relato del futuro optimista). De esta comparación, se vuelve a las fuerzas directrices y se van añadiendo y ampliando nuevas variables y factores que puedan conducirnos a un modelo cuyo relato de futuro se aproxime a la visión de futuro deseado. En la mayoría de las ocasiones, se analizarán de una forma lógica y apoyada en las tendencias actuales, su posibilidad práctica.

De esta forma, se entra en un ciclo (forecasting-backcasting), en el que se va aumentando la complejidad de los modelos, siempre comparando los relatos de futuro pesimista que vayan surgiendo con los relatos de futuro deseado (optimistas). En el fondo, la propia metodología empleada para configurar la tesis, es una realimentación entre esas visiones.

Bases de los escenarios

3.1. Ley de Liebig

Puesto que un modelo trata de sintetizar y representar algunos aspectos de la realidad, los modelos que se van a desarrollar se van a inspirar por un principio que determinará la búsqueda de las fuerzas directrices que son la base de los escenarios desarrollados.

Para modelar lo mejor posible la producción de energía y su interacción con la sociedad y el medio ambiente, se debe utilizar una herramienta dinámica –que permita realimentaciones- que incorpore en principio todos los factores en juego: población, economía, tecnología, geofísica, política, sociedad, medio ambiente.

Sin embargo, hay tantas variables e interacciones que los modelos terminan adoptando una complejidad tal que, precisamente ésta es su debilidad.

Para salir de este agujero metodológico (cómo modelar un sistema muy complejo sin caer en un exceso de complejidad o de sencillez) se utilizará un principio que proviene de la ecología –una ciencia cuyo material de estudio es muy complejo y que frecuentemente se ha enfrentado a problemas similares-.

Este principio se conoce como la ley de [Liebig 1840] del mínimo o ley del mínimo, y data de la primera mitad del siglo XIX. Su formulación es: el crecimiento de un organismo dependerá esencialmente de la cantidad del material más escaso en relación a todos los materiales esenciales que requiere el desarrollo y crecimiento del organismo (es el llamado nutriente limitante).

Esta ley se utilizó inicialmente en la ecología de los sistemas agrícolas y su concepto permitió entre otros el desarrollo de la Revolución Verde (el factor limitante suele ser el nitrógeno, de ahí el uso de fertilizantes, o el agua, de ahí el uso de regadío). Esta ley es de uso común desde entonces en la ciencia ecológica.

En el caso que nos ocupa, un primer objetivo que se tratará como hipótesis será mostrar que el factor limitante en la actualidad es el petróleo convencional y que a la vez, su factor limitante es el determinado por la geología del mismo. Una vez que se hace esta hipótesis la influencia del resto de factores limitantes se podrá estudiar de forma más sencilla. Pero sin excluirlas, porque en su realimentación dinámica pueden terminar influyendo posteriormente más que el primer factor. Una analogía se encuentra con el efecto de fertilidad del CO₂ sobre el crecimiento de las plantas. Así, si éste es el factor limitante, las plantas crecen más si se aumenta su concentración, pero pronto empiezan a aparecer otros factores limitantes que interaccionan, por ejemplo, al haber más CO₂, los estomas pueden cerrarse más a menudo, haciendo que la planta evapore menos agua. A su vez, se tiende a descompensar la relación de nitrógeno y carbono de la planta, provocando que los herbívoros tiendan a comer más cantidad de plantas (para compensar el déficit relativo de nitrógeno), a su vez, se cambia el clima por el efecto invernadero...

3.2. Contexto energético

En las últimas dos décadas, el consumo mundial de todas las fuentes energéticas ha aumentado:

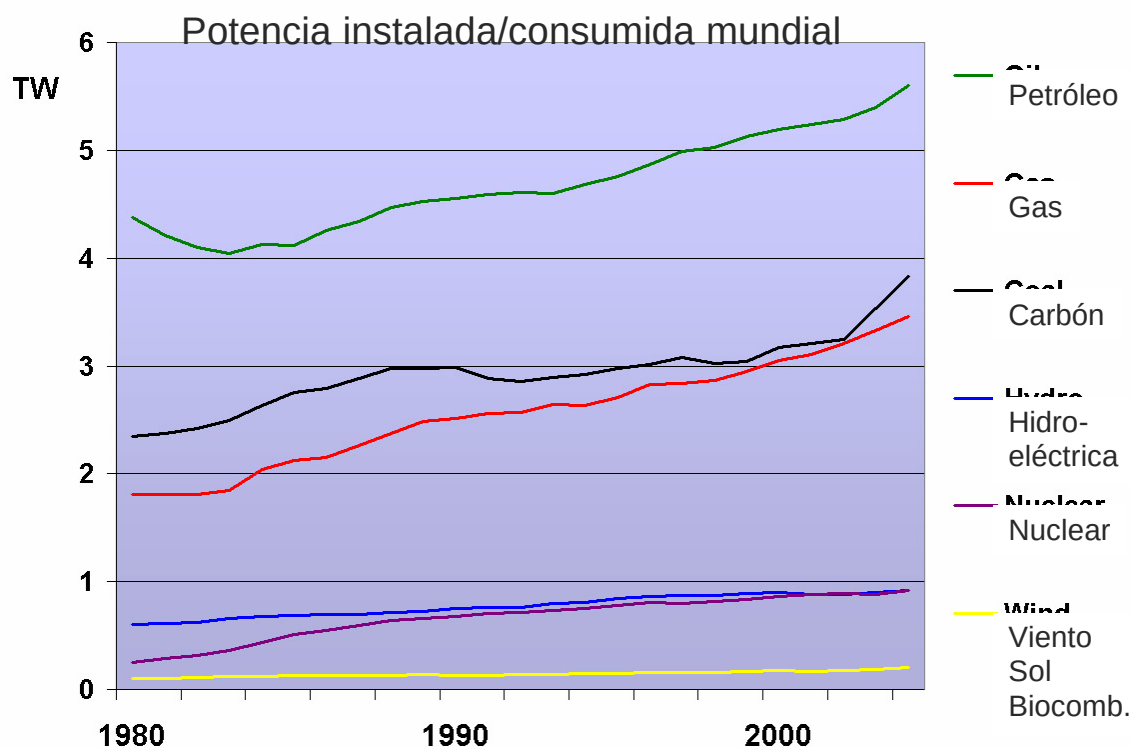


Figura 3.1 Traducido a partir de Frank van Mierlo: Data from the US Energy Information Administration, obtenida en Wikipedia (con licencia libre: GNU) En el caso de las energías renovables es potencia instalada, en el caso de las energías no renovables es potencia producida.

Consumo de potencia energética (%)

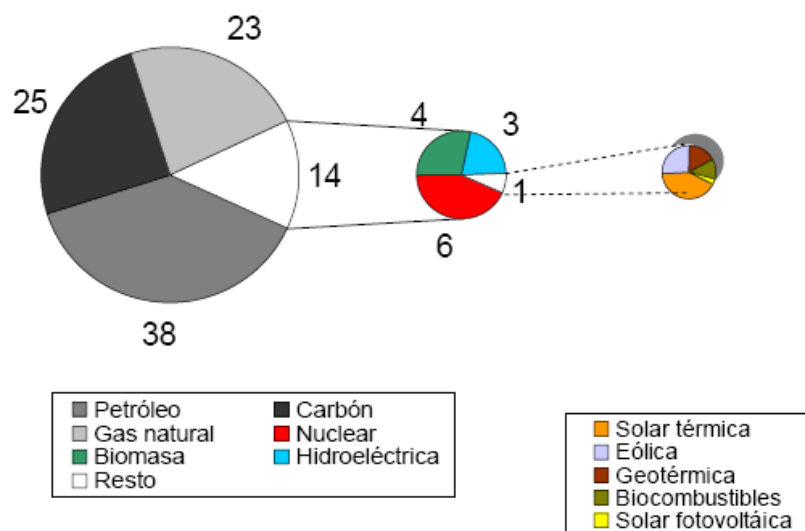


Figura 3.2. Elaboración propia a partir de [BP2007 y REN21.2006]

Se observa el elevado porcentaje que los combustibles fósiles tienen sobre el total de fuentes energéticas.

La Agencia Internacional de la Energía [IEA2007] predice para el 2030 un incremento mundial de la demanda y consumo de energía del 55% respecto al año 2005.

Según esta misma Agencia, el petróleo seguirá siendo la fuente energética más importante (32% del total) creciendo en un 37% su consumo anual en esos 25 años.

Casi la mitad del incremento de la demanda de energía vendrá de dos países: China e India.

Las previsiones de este y otros organismos en escenarios “business-as-usual³” son que se sigan las tendencias del pasado reciente, con un consumo energético que se seguirá apoyando fuertemente en los combustibles fósiles.

Que esto vaya a ser así dependerá de que la base de recursos de estas fuentes energéticas sea lo suficientemente amplia para cubrir la demanda y consumo proyectados.

En caso contrario, el reto sería hacer que la participación del resto de las energías pudiera sustituir en buena medida y en menos de unas pocas décadas a los combustibles fósiles. Más aún en escenarios que contemplan un crecimiento del consumo energético.

Por poner un ejemplo: aunque la energía solar fotovoltaica creciera a un ritmo del 20% anual; necesitaría 25 años, sin ceder de ese crecimiento, para llegar a cubrir el 4 o 5% de la demanda total de energía prevista para el 2030. Sin embargo, otros 10 años después, ella sola bastaría para cubrir ya más del 25% de las necesidades energéticas del futuro.

Es decir, si existiera un problema de acceso a los recursos energéticos fósiles, se generaría un problema que no vendría dado solamente por la capacidad total que se puede instalar (la cantidad de recursos), sino de la capacidad que es factible instalar cada año, es decir, de la cantidad de flujo de recursos o capacidad de crecimiento posible.

³ Se llamará con este término en inglés a los escenarios que tienden a proyectar de forma sencilla las tendencias de las últimas décadas hacia el futuro.

Si el problema fuera de crecimiento de los recursos de petróleo surgiría además un problema en las necesidades del sector transporte, ya que éste es un gran consumidor de combustibles fósiles⁴:

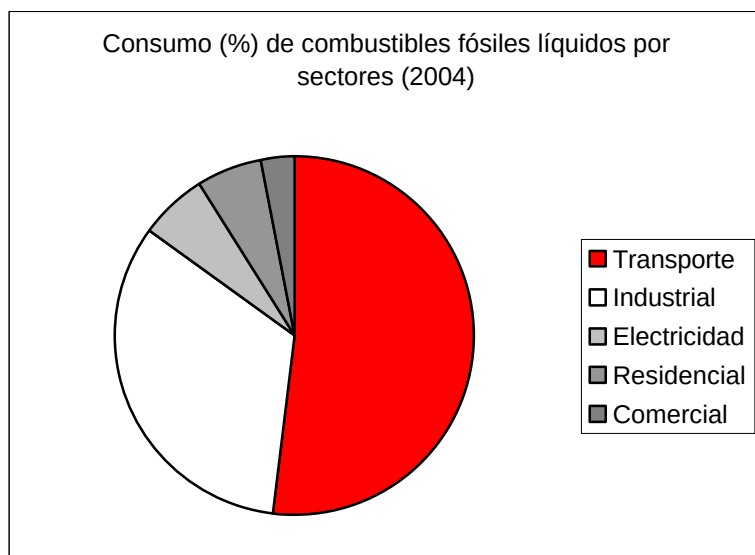


Figura 3.3. Elaboración propia a partir de datos de [EIA2007]

En la anterior gráfica (3.3) se ve que este sector absorbe más de la mitad de las necesidades de combustibles líquidos. Si se tiene en cuenta la dependencia casi total de petróleo para cubrir las necesidades de transporte, que supera el 98% [IEA2004], y que además es un sector que no hace más que incrementar sus necesidades energéticas relativas a otros sectores⁵ se puede intuir la gran importancia de la accesibilidad en las próximas dos décadas al petróleo.

Es decir, la dependencia de petróleo para el sector transporte va en aumento a la vez que éste sector parece cada vez más importante desde el punto de vista económico en un mundo cada vez más globalizado. Además, no se espera que combustibles alternativos puedan ser significativos hasta más allá del 2025 [EIA2005].

⁴ No solo el transporte es muy dependiente del petróleo y de otros fósiles; la agricultura moderna es otro sector clave dependiente del petróleo, para mover las máquinas (cosechadoras, tractores, etc.) y transportar y manipular los alimentos, así como para la fabricación de fertilizantes, plaguicidas y herbicidas.

⁵ Por ejemplo en los países más desarrollados el consumo para transporte de pasajeros en 1973 absorbía el 20% de las necesidades totales de energía, en 1998 absorbía ya un 25% [IEA 2004]

En este sentido, es ya un problema las variaciones que en los años de este siglo ha tenido el precio del petróleo. Variaciones cuyas causas no deben estar muy claras, puesto que dejan obsoletas cada año desde el año 2000 las previsiones de los organismos especializados. Si se comparan las previsiones del precio del petróleo en los escenarios de referencia de la Agencia Internacional de la Energía, de la “Energy Information Administration” del departamento de Energía de Estados Unidos y de otras agencias especializadas, las previsiones son modificadas cada año.

Los informes anuales de la Agencia Internacional de la Energía [WEC2004, WEC2007] han ido pasando de prever unos precios entorno a los 20\$ a finales y principios del siglo XXI, a moverse hacia los 30\$ en el informe del 2004, hacia los 40 o 50\$ en el informe de 2005, por encima de los 50\$ en el informe de 2006 y por encima de los 60\$ en el informe de 2007, todas ellas previsiones hasta el año 2030 y siempre con una tendencia muy suave hacia el alza desde el 2015. La Agencia Norteamericana, en su informe [IEO2007], sitúa los precios en la orquilla 35-85. El margen de precios entre el 2010 y el 2030 que dan otras 5 agencias (Global Insights Inc, Economic and Environmental Analysis Inc, Deutsche Bank AG, Strategic Energy and Economic Research y Energy Ventures Analysis Inc) (según el Annual Energy Outlook 2007 [EIA2007]), sería de entre 40 y 55\$ el barril entre el año 2010 y el 2020. Sin embargo, en enero de 2008 el precio superó los 100\$ el barril (dejando muy atrás a cualquiera de estas predicciones), en junio de 2008 superó los 145\$ y en diciembre de 2008 volvía a ser inferior a 50\$. Ninguna de estas agencias especializadas fue capaz de prever las enormes fluctuaciones que tuvo el precio del barril a lo largo de 2008, tan solo a un año o unos pocos años vista de sus predicciones.

Un aspecto a tener en cuenta es que frente a una demanda creciente, se incorpora una extracción prácticamente estancada en el periodo 2005-2008, en especial del llamado petróleo convencional.

Así pues, parece pertinente un análisis exhaustivo de los recursos de petróleo, puesto que su extracción y consumo pueden ser una de las fuerzas clave del sistema energético mundial en las próximas décadas (su factor limitante, según el concepto manejado de la Ley de Liebig).

3.3. Identificación de las fuerzas directrices

Se distinguen 4 grupos de factores que influyen en la producción y consumo de energía:

1. El avance tecnológico.
2. El crecimiento económico mundial
3. El medio ambiente, la política, los acuerdos internacionales y el comportamiento social
4. La física y geología de los recursos energéticos

1. El avance tecnológico

A lo largo de los siglos, el avance tecnológico no solo ha permitido un acceso a nuevas fuentes energéticas, sino que la eficiencia energética en la exploración, extracción, procesado y uso de los distintos recursos ha ido creciendo con el tiempo. El concepto de intensidad energética: cociente entre la energía consumida y la producción económica (medida a través, por ejemplo, del PIB o producto interior bruto), se suele utilizar como medida de este progreso tecnológico [Ehrlich1972, IPCC2001]. Se espera en un futuro que este progreso lleve a intensidades energéticas cada vez menores [IAASA1998, IPCC2001], convirtiéndose en una de las fuerzas fundamentales que dirigen el presente y determinarán el futuro.

2. El crecimiento económico mundial

Tanto el crecimiento de la población como de la riqueza, se suelen proyectar en muchos escenarios de consumo energético, como fuerzas clave a tener en cuenta. De hecho, algunos autores

[Ehrlich1972, IASA1998], utilizan directa o indirectamente la llamada identidad de Kaya, que es una ecuación dimensional en la que explícitamente se tratan las fuerzas que se creen dirigirán la evolución de una variable como puede ser la energía, las emisiones de gases de efecto invernadero, u otras.

Esta identidad en el caso de las emisiones de CO₂ se escribiría:

$$Emisiones\ CO_2 = Población \cdot \frac{PIB(\$)}{Población} \cdot \frac{Energía(J)}{PIB(\$)} \cdot \frac{Emisiones\ CO_2}{Energía(J)} \quad (3.1)$$

En el caso de la producción de energía, se prescindiría del último factor. De esta forma, la energía producida sería el producto de tres factores (fuerzas): la población, la renta per cápita (PIB per cápita) y la intensidad energética.

Los escenarios de [IPCC2001, IAASA1998, EIA2007] y otros, se construyen directa o indirectamente a partir de estas fuerzas directrices y sus proyecciones.

Más adelante se analizará con algo más de detalle estas ideas.

3. El medio ambiente, la política, los acuerdos internacionales y el comportamiento social

Quizás por ser muy difícil de proyectar y modelar, los escenarios no suelen contemplar como fuerza directora sorpresas en la política internacional energética o en la reacción social. Sin embargo, estas han ocurrido en varias ocasiones. Un ejemplo muy claro de su gran influencia fueron las llamadas crisis del petróleo de los años 70 del siglo pasado: el cartel económico formado por los países productores de la OPEP condujo a un retroceso en la producción mundial de petróleo y gas natural no esperado atendiendo al resto de fuerzas clave; con consecuencias además muy importantes sobre la economía de los países. Este ejemplo nos sirve para percibir que las fuerzas clave pueden estar relacionadas entre sí, de tal forma, que si es posible, mejor que suponer su

independencia unas de otras, sería suponer una dinámica de realimentaciones entre fuerzas (y de éstas con la propia energía).

Otros aspectos de la política internacional sí que se contemplan en algunos escenarios, uno de los más claros, es la influencia que el uso de las distintas fuentes energéticas tiene sobre el deterioro ecológico y el cambio climático. Por ejemplo, los acuerdos de Kioto y post-Kioto, se constituyen en fuerzas clave, ya que pueden limitar la expansión o la presencia relativa de unos recursos energéticos frente a otros.

Por último, la sociedad de forma activa (movilización, revolución) o reactiva (presión política, capacidad de adaptación) es quizás el factor más importante de todos pero a la vez el más difícil de modelar.

4. La física y geología de los recursos energéticos

Un recurso no renovable tarde o temprano se ve sometido a la ley de los rendimientos decrecientes en terminología económica o al decrecimiento de la mena en el lenguaje de la ingeniería minera. Por eficiente que se sea, cualquier cantidad finita y no renovable que se extraiga anualmente de un material (petróleo, gas, uranio, carbón) deberá necesariamente crecer hasta un máximo para luego irremediablemente descender.

La energía que se utiliza para extraer un recurso minero depende de la concentración del recurso (la mena), de tal forma que habitualmente se extraen primero aquellos recursos energéticamente menos costosos de extraer, en buena medida porque también suelen ser los más baratos. Conforme pasa el tiempo, habrá una tendencia a ir extrayendo recursos más difíciles y más intensivos en energía. Así, la energía para producir energía (E_p) terminará aumentando pese a la eficiencia tecnológica [Meadows 1992].

Por elevadas que sean el resto de las fuerzas directoras empujando hacia un aumento de la extracción, debe llegar un momento en que la geología imponga su ley y termine descendiendo la producción.

Un análisis de la extracción de petróleo en Estados Unidos, sirve de ejemplo para apoyar este argumento, que va a ser clave en los escenarios que se proyectarán en este trabajo.

La extracción de petróleo convencional en Estados Unidos la podemos ver más adelante en la gráfica 4.5, en ella se observa como ésta desciende desde un máximo a principios de los años 70. Si se compara este descenso con el resto de fuerzas clave contempladas hasta ahora, donde el consumo de petróleo ha seguido aumentando (así como la población y la riqueza económica), las coyunturas internacionales deberían haber estimulado esta producción (crisis de la OPEP, el crecimiento del precio del barril importado en la última década, etc.) y el avance tecnológico de la exploración y extracción ha sido importante (por ejemplo, la extracción de petróleo en aguas profundas). La explicación que parece más razonable es que, en este caso, está actuando la citada ley de rendimientos decrecientes, de tal forma que la geología de los pozos más que ninguna otra fuerza está determinando el comportamiento de la extracción desde 1970.

La clave de la importancia de esta última fuerza radicará en que la base de un recurso concreto que se esté explotando esté en una relativa proximidad a ese máximo productivo o incluso en que se esté ya descendiendo. Entonces, la oferta de un recurso concreto no podrá seguir la esperada demanda y este recurso deberá ser sustituido paulatinamente por otro o la demanda terminará ajustándose a la oferta posible de energía.

3.4. Hipótesis generales de los modelos y escenarios

En la literatura existen muchos modelos y escenarios de Energía-Economía-Ecología (E³) que trabajan principalmente sobre las fuerzas que se han identificado aquí como avance tecnológico y

crecimiento económico [IPCC2001, IIASA1998]. Existen también bastantes modelos que trabajan sobre la producción energética de distintas fuentes energéticas desde la perspectiva de la física y geología de los recursos [EWG2006, 2007, ASPO2008, Laherrère2005, Campbell1998]. En cambio, son menos los trabajos que exploran desde los modelos de E³, escenarios en los que la geología de los recursos se considera influyente [Farrell2007] y escasísimos los que incorporan de forma dinámica y realimentada varias de las fuerzas directrices identificadas [Meadows2002, Bassi2007, Castro2007a, Castro2008b, Castro2009]. Sobre estas últimas ideas se pretende profundizar aquí.

El modelo mental o modelo de influencias a partir del cual se construirán los modelos en dinámica de sistemas es el siguiente:

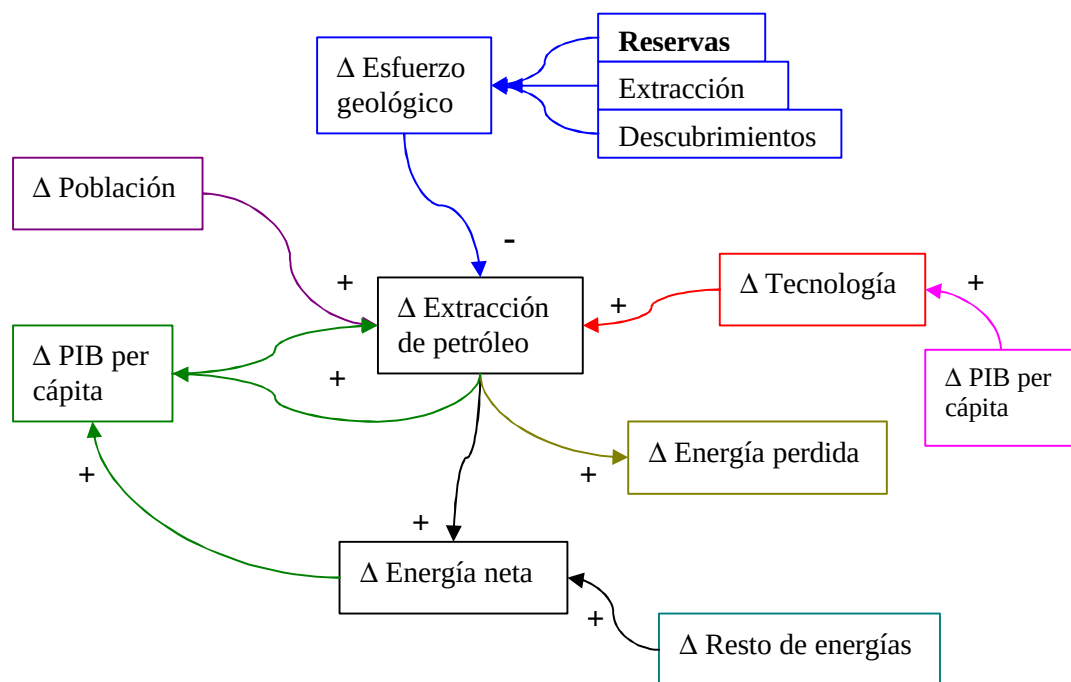


Figura 3.4. Diagrama de influencias general de las distintas variables y factores considerados en esta tesis

El diagrama anterior describe las influencias causales entre los distintos factores o variables que se considera que afectan a la extracción o producción de un recurso energético. En el diagrama se

refleja el caso concreto de la extracción de petróleo. Los modelos que se desarrollarán no trabajarán con todas las influencias a la vez, salvo los modelos finales. Puesto que en los modelos desarrollados aquí, se trabaja principalmente con variaciones relativas y no con valores absolutos, se representa la variación de una variable o función con una delta mayúscula (Δ), queriendo indicar la derivada de esa variable o función respecto del tiempo.

Los signos positivos del diagrama anterior indican influencias causales positivas, y las flechas indican cual es la dirección de la causalidad. Se leerían así: un incremento de la población supondrá un incremento en la extracción de petróleo siempre que el resto de influencias permanezca constante. A la inversa, un decrecimiento de la población supondría un decrecimiento de la extracción de petróleo. El signo negativo indica una causalidad inversa, en este caso, un incremento del esfuerzo geológico supondría un decrecimiento de la extracción de petróleo (siempre que las demás variables permanecieran constantes).

Se utiliza un código de colores que ayudará a identificar y relacionar los distintos factores de influencia con las hipótesis concretas que se supondrán que relacionan explícitamente (matemáticamente) unas variables con otras.

Los modelos y escenarios de este trabajo parten de las siguientes hipótesis generales⁶:

- **Hipótesis “Hubbert”:** La influencia geofísica (cantidad de recursos extraíbles, reservas, etc.) va a ser un factor de peso en la extracción de recursos no renovables. Esta hipótesis describe las ideas establecidas [Hubbert 1956] en las que los descubrimientos de recursos petrolíferos y la extracción de petróleo varían con la cantidad de recursos no descubiertos y de las reservas respectivamente (lo mismo se aplica al resto de recursos no renovables

⁶ Los nombres propios que se han puesto a algunas de las hipótesis tienen un fin pedagógico, en ningún caso representan a los autores, ni necesariamente sus ideas. Además, incluso otros autores han podido expresar ideas similares incluso antes. Sin embargo, en todos los casos, las ideas de los autores sí que han inspirado las hipótesis expuestas. El mismo fin pedagógico tiene la utilización de un código de colores para identificar las hipótesis empleadas con los diagramas de influencias que se emplean a lo largo de todo el trabajo.

como el petróleo no convencional, el carbón, el gas natural o el uranio). Así pues, cuanto menor sea la base de recursos extraíbles o de recursos por descubrir, mayor será la dificultad de incrementar la extracción anual o la tasa de descubrimientos de ese recurso energético.

$$E_e = \frac{\text{extracción}}{\text{reservas}}; \quad E_d = \frac{\text{descubrimientos}}{\text{recursos_no_descubiertos}} \quad (3.2)$$

$$f = \text{cte}$$

Donde E_e es el denominado esfuerzo extractivo, E_d el esfuerzo de descubrimientos, *extracción* es la extracción anual del recurso energético, *reservas* son los recursos descubiertos y explotables, *descubrimientos* son los recursos explotables anuales descubiertos, *recursos_no_descubiertos* son aquellos recursos explotables aún por descubrir y f es el factor de esfuerzo.

- **Hipótesis TRE o “Hall”:** Se necesita energía para producir energía útil a la sociedad. (concepto de la Tasa de Retorno Energético –TRE- de [Cleveland 1984, 1992 y Hall 2005]. Por cada unidad de energía no renovable empleada por la economía no extractiva de recursos energéticos se pierde una energía que va a ser proporcional a la producción de energía modulada por una función exponencial creciente con el tiempo en el caso más sencillo o de forma más compleja, la energía que se invierte en extraer, procesar y transportar un recurso energético no renovable, provendrá de diversas fuentes energéticas. Cuanto menores sean los recursos, más energía se necesita para extraerla. Esta energía se perderá para la economía no extractiva pero no lo va a ser para los escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero. Se calculará esta Energía perdida de forma conservadora y simplificada:

$$\begin{aligned}
 E_p(j) &= c \cdot E_j + \frac{E_j}{E_T} \cdot \sum_{i=1}^n b \cdot \text{Esfuerzo}(i) \\
 TRE(j) &= \frac{R(j)}{b + c \cdot R(j)}
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

Donde, $E_p(j)$ es la energía perdida del recurso “j” (la energía utilizada del recurso “j” para producir energía útil de las distintas fuentes energéticas no renovables), E_j es la energía “útil” o neta (su suma con la $E_p(j)$ es la energía total extraíble del recurso j), E_T es la suma de toda la producción energética, b y c son constantes, $\text{Esfuerzo}(i)$ es el esfuerzo extractivo del recurso “i”, $TRE(j)$ es la tasa de retorno energética (la energía neta que se saca de un recurso dividido entre la energía invertida en él) y $R(j)$ son las reservas del recurso “j”.

- **Hipótesis “Ayres”:** Describe el papel de la innovación tecnológica en el proceso extractivo-productivo. En principio será una variable exógena de los modelos. Ésta hipótesis establece que la innovación tecnológica se incrementa con el tiempo. Está basada en las ideas de [Ayres 2005] que muestra la necesidad continua de la mejora tecnológica si es que se quiere mantener durante años la explotación exponencial de un bien económico no renovable. Es una visión optimista del avance tecnológico puesto que crece permanentemente con el tiempo sin llegar nunca a una saturación. En los modelos se usará la hipótesis de tal forma que la mejora tecnológica se acelere con el tiempo hasta llegar a una saturación, pero no en la mejora tecnológica per sé, sino en la tasa de crecimiento de esa mejora tecnológica.

$$IT = MIN(a \cdot t + b, c) \tag{3.4}$$

Donde IT es la Innovación tecnológica, a, b y c son constantes y t es el tiempo en años.

Puesto que de esta hipótesis no se hará un análisis minucioso, su “validez” se contrastará a partir de otros escenarios y modelos que manejan un concepto relacionado: la intensidad energética. Los modelos de este trabajo permiten calcular la evolución de la intensidad energética en el pasado y en el futuro, de tal forma que se pueden comparar con los de otros escenarios. Una hipótesis Ayres poco coherente con la realidad llevaría a simulaciones de la intensidad energética muy dispares con la realidad observada.

- **Hipótesis “Meadows”:** Esta hipótesis describe la relación entre el PIB y la innovación tecnológica. Se basa en las ideas de Meadows [1972, 2002] que establecen que el capital que se destina al avance tecnológico depende del PIB per cápita de tal forma que su crecimiento del avance tecnológico será menor si no existe crecimiento económico. Esta hipótesis se considera pesimista y convierte a la innovación tecnológica en parcialmente endógena.

$$IT = MIN[(a \cdot t + b) \cdot (1 + \ln(0.2 + PIB_{percapita})), c] \quad (3.5)$$

- **Hipótesis “Hirsch”:** Establecerá la relación entre la demanda de petróleo y la economía mundial (a través del PIB en \$) de forma realimentada. Se basa en las conclusiones de [Hirsch 2008] quien establece que la relación entre el decrecimiento en la producción de petróleo y el decrecimiento en el PIB mundial es aproximadamente de uno. Esta idea se empleará también para los modelos de producción de otras energías.

$$\begin{aligned}
\frac{d(PIBpercapita)}{dt} &= \frac{d(recurso)}{dt} \cdot a + b \\
\frac{d(recurso)}{dt} &= \frac{d(demanda_recurso)}{dt} + IT - f \cdot E \\
\frac{d(demanda_recurso)}{dt} &= \frac{d(PIBpercapita)}{dt} + \frac{d(Población)}{dt}
\end{aligned} \tag{3.6}$$

Donde IT es la Innovación tecnológica, E el esfuerzo, f el factor de esfuerzo y a y b son constantes.

- Hipótesis Políticas Alternativas (PA):** En los modelos se introducirán energías de otras fuentes que no se realimentarán con el resto de las hipótesis de tal forma que seguirán crecimientos exponenciales o sigmoidales. Estas energías crecerán de forma optimista con el objetivo de que no decrezca la energía final disponible a la sociedad. Serán tres tipos de energías: los combustibles líquidos no convencionales para el caso de los modelos de combustibles líquidos, y las energías renovables y las energías del futuro (como podría ser la fusión nuclear) para los modelos que incorporan todas las fuentes energéticas. Se asumirá en la mayoría de los modelos y de forma optimista que estas energías no se realimentan con un PIB estancado o en recesión, o con otras realimentaciones que las podrían hacer decrecer. Es como si se las promocionara de forma política y/o social al margen de los “dictados” del resto de fuerzas directrices e hipótesis. El objetivo es evitar los escenarios de futuro de tipo I y convertirlos en escenarios de futuro de tipo II (ver más adelante).
- Hipótesis de Emisiones:** Se calcularán de nuestros modelos las emisiones de CO_{2e} a partir de los cálculos de [Farrel 2007] para el petróleo no convencional y del [IPCC1996]

para el resto de combustibles fósiles. Las emisiones por cada Julio producido se mantendrán constantes a lo largo del tiempo (la mejora tecnológica que podría ocurrir que hiciera que éstas decrecieran son compensadas con el incremento de la TRE no calculado).

- **Hipótesis ONU:** Esta hipótesis se usará para estimar el crecimiento de la población mundial. La población mundial no se verá influenciada por la energía disponible ni por la economía (variable exógena). Para los modelos se tomarán proyecciones dentro de las llamadas medias de las Naciones Unidas. Aunque desde el punto de vista de los modelos que se seguirán, considerar como variable exógena a la población puede ser una simplificación excesiva y errónea, las realimentaciones de la economía, la energía y la sostenibilidad sobre la población se supondrán suficientemente lentas como para no influir excesivamente en las primeras décadas. En cambio, su influencia puede ser enorme en el caso de que se inicie un colapso irreversible de las demás fuerzas directoras (energía y economía principalmente).

$$\frac{d(Población)}{dt} = IF(t < 45, a \cdot e^{-b \cdot t}, 0) \quad (3.7)$$

siendo a y b constantes que ajustan la variación real de la Población de las últimas décadas.

Otras hipótesis y consideraciones:

- La intensidad energética es una variable endógena, no explícita en los modelos. Los modelos generarán la producción de energía y la renta mundial, de ahí que indirectamente generen el cociente entre ambos, que es la intensidad energética⁷.
- El mundo funciona como un todo agregado, como una unidad, sin comportamientos distintos a los actuales y cuya influencia está implícita en los datos históricos utilizados para calibrar los modelos.
- El cambio climático no va a realimentar al sistema energético ni al económico en la mayoría de los modelos. Otros problemas de sostenibilidad (pérdida de biodiversidad, accesibilidad al agua, etc.) tampoco realimentarán aquellos sistemas.

Los modelos que se desarrollarán no incorporarán simultáneamente todas las hipótesis contempladas aquí, sino que se utilizarán algunas hipótesis primero para construir modelos sencillos con el fin de analizar sus fortalezas y debilidades en el sentido de términos cuasi-subjetivos del estilo optimista versus pesimista, y luego, se irán agregando aquellas variables e hipótesis que permitan avanzar en modelos cada vez más complejos y completos. En el lenguaje de dinámica de sistemas, en vez de hacer un análisis de sensibilidad de las distintas variables, se hará una construcción escalonada de los modelos que se irán validando en cada escala.

⁷ Esto es una aportación más que una hipótesis, la intensidad energética emergerá de los modelos, no se tienen que hacer hipótesis acerca de ella. Es una ventaja de la realimentación propia de los modelos de dinámica de sistemas que se van a emplear. Los modelos basados en escenarios como los del IIASA, EIA, IPCC, etc. tienen que hacer hipótesis sobre la evolución de la intensidad energética, ya que trabajan con escenarios preconcebidos del crecimiento económico. Luego estudian y proyectan la intensidad energética y la población mundial, para encontrar –poco más que despejando de la llamada identidad de Kaya- la producción energética o las emisiones de CO₂.

3.5. Relatos o perspectivas de futuro

En la literatura que maneja escenarios de futuro (por ejemplo, [IPCC2001, GEO3-2002]), se suelen emplear “relatos” que describirían a grandes rasgos o trazos, cómo se imagina ese futuro. En el caso que nos ocupa, y como se señalaba en la figura 2.1, se han escogido dos tipos de relatos: uno tendencial, que denominamos “relato de futuro I” o “futuro proyectado”) y otro que trata de evitar el anterior aportando distintas hipótesis y que denominamos “relato de futuro II” o “futuro deseado”. La construcción escalonada de los distintos modelos que se ha mencionado se realiza precisamente como un “diálogo” entre estas dos perspectivas de futuro.

- Relato de futuro I: Se contempla la posibilidad de que un pico y posterior descenso en la producción de una energía o energías claves en el funcionamiento económico, generen un pico y posterior descenso en la renta per cápita mundial. En este caso, el mundo entraría en recesión económica. Si además, el descenso de la renta llega a estar por debajo de la que se disponía en 1985, entonces se hablará de colapso económico. Si, por último, ese descenso tiende a acercarse a cero hablaremos de catástrofe económica. Aunque los modelos permiten avanzar temporalmente más allá del inicio de la recesión o colapso, se entenderá que las relaciones sociales, políticas y económicas pueden ser muy diferentes a las actuales, de tal forma que los escenarios y modelos dejan de tener sentido: ¿Habrá guerras en grandes regiones por los recursos energéticos? ¿Hambrunas que limiten la población? ¿Cooperación internacional sin precedentes para resolver las crisis? Son preguntas que habría que responder e incorporar para poder afirmar que los escenarios y modelos son coherentes. Es decir, que aunque el relato de futuro I trata de explorar precisamente la posibilidad de crisis y colapso energético y económico, una vez comenzado

éste último, se considera que el sistema se hace prospectivamente caótico y por tanto no modelable por ser intrínsecamente impredecible.

- Relato de futuro II: La caída de producción de un recurso energético se intenta suplir con otras fuentes energéticas (principalmente mediante la hipótesis de políticas alternativas) con el objetivo de que no decrezcan ni la energía mundial disponible, ni la renta per cápita, ni se disparen las emisiones de dióxido de carbono respecto a los escenarios medios del SRES [IPCC 2001] que conducirían a un cambio climático muy grave. Se utilizarán las hipótesis que se crean necesarias para cumplir con estos requisitos (aunque luego se analizará para alguna de ellas su posibilidad).

Capítulo 4

Bases de las Hipótesis

4.1. Geología y física de los recursos energéticos: Hipótesis Hubbert y Hall

4.1.1. Estimación de recursos energéticos

Como se ha señalado en el tema anterior, para dar base a la hipótesis que se ha denominado de Hubbert (esta hipótesis es la que se considera que es la fuerza directriz principal o factor limitante en el sentido de la ley de Liebig) e identificar el peso de la geología de los recursos como fuerza directora principal en la evolución energética futura, se necesita hacer una estimación de los recursos lo más precisa posible.

En el estudio aquí hecho, se hace especial hincapié en los recursos de petróleo, ya que existe un consenso sustancial en que el petróleo es el más limitado de los combustibles fósiles importantes [Meadows2002] y nadie cree ya que, al menos para el petróleo convencional, el pico de extracción máxima se de más allá de unas pocas décadas. Si alguna fuente energética va a tocar techo por problemas geológicos el mejor candidato parece pues que es el petróleo. Dada además su importancia, que se razonaba en el primer epígrafe del capítulo anterior, será básico en la discusión,

tener idea del tiempo que puede quedar para el comienzo del descenso productivo, ya que los tiempos de adaptación económicos y sociales no serán instantáneos [Hirsch2005].

4.1.1.a. Recursos de petróleo

4.1.1.a.1. Definiciones

Como se verá en más detalle, las fuentes estadísticas que se citan aquí tienen discrepancias del orden del 10% para la extracción y consumo de petróleo entre otras razones por un problema de definiciones y de unidades, ya que no existe un sistema internacional estándar para definir qué se entiende por petróleo o cuánto es un barril del mismo y qué cantidad de energía es capaz de producir.

Aún sujetas a mayor incertidumbre están las estadísticas de reservas y recursos de combustibles fósiles, en parte también por un problema de definiciones.

En este trabajo se usarán las definiciones del Consejo Mundial de la Energía (World Energy Council) en su publicación [WEC2004] precisamente porque hace un esfuerzo claro de definiciones de cada una de las fuentes de energía que utiliza.

En cuanto al petróleo se denominará:

Petróleo convencional: Petróleo ligero (crude oil) y los líquidos del gas natural (natural gas liquids: NGLs).

Petróleo ligero: Mezcla natural en la que predominan los hidrocarburos que existen en estado líquido en los pozos petrolíferos y que lo siguen siendo en condiciones normales de presión y temperatura. La densidad es menor de 0,904g/cm³.

NGLs: Hidrocarburos que forman parte del gas natural pero que se recogen/transforman in situ en forma líquida. Incluyen entre otros: etano, propano, butanos, pentanos, condensados (condensates) y gasolinas naturales.

Petróleo no convencional u “otros líquidos”: Es el resto de combustibles fósiles líquidos o viscosos o aquel petróleo o derivados del mismo que se gana en los procesos de refinado. Comprenden las pizarras bituminosas (oil shales), los esquistos y arenas de petróleo (oil sands o natural bitumen), el petróleo medio, pesado y muy pesado (medium oil, heavy oil, extra-heavy oil), los líquidos transformados a partir de carbón o gas natural (CTL, GTL: coal to liquids, gas to liquids) y en general cualquier hidrocarburo obtenido de forma líquida o viscosa a partir de explotaciones naturales y/o industriales (petróleo sintético). También se considerarán dentro de los combustibles líquidos, los llamados biocombustibles, principalmente etanol y biodiesel.

4.1.1.a.2. Reservas versus Recursos últimos extraíbles (URR: Ultimate Recoverable Resources)

Es muy difícil estimar la cantidad de recursos (petróleo en los yacimientos) y de reservas (petróleo factible técnica y económicamente de recuperar de los recursos). Por varias razones [Campbell1998⁸]:

- ✓ La confusión en las fuentes estadísticas entre recursos y reservas
- ✓ El secreto que en algunos estados (e.g. Rusia⁹, Kuwait¹⁰) tienen estas estadísticas
- ✓ Los distintos criterios empleados a la hora de agregar datos (e.g. reservas probadas frente a probables y posibles)

⁸ Campbell y Laherèrre son quizás los máximos exponentes actuales de la discusión sobre el pico del petróleo que luego se verá. En el artículo de 1998 para Scientific American [Campbell 1998], sientan las bases de todo lo que va a seguir en este epígrafe.

⁹ <http://www.energybulletin.net/93.html>

¹⁰ <http://www.arabtimesonline.com>

- ✓ La confusión entre distintos tipos de recursos petrolíferos (convencional, no convencional)
- ✓ Y especialmente la falta de transparencia por parte de muchos gobiernos a la hora de contabilizar sus reservas.

En cualquier caso fuentes distintas dan datos diferentes.

Así, una de las fuentes más citadas y utilizadas es el “International Energy Outlook” que anualmente publica el departamento de energía de Estados Unidos.

En el Informe de 2006 da datos de Reservas, citando al Oil&Gas Journal para el 1-1-2006, en $1293 \cdot 10^9$ barriles (1293Gb o 172 Gtoneladas¹¹).

A su vez, el Oil&Gas Journal estima estas cantidades como aquellos recursos que pueden ser extraídos con la tecnología y precios actuales¹².

La estimación es recogida de respuestas voluntarias a una encuesta que esta revista hace a los distintos gobiernos del mundo.

En este caso, el “Internacional Energy Outlook” a través del Oil&Gas Journal contabiliza como petróleo convencional las reservas de arenas bituminosas de Canadá, que se han clasificado, siguiendo al Consejo Mundial de la Energía, como no-convencionales.

Para estas agencias, las reservas probadas y las proyecciones de los descubrimientos y el crecimiento en la tasa de extracción de petróleo (el llamado crecimiento de las reservas) en los yacimientos, son suficientes para suplir el incremento de la demanda previsto por ellas mismas.

Por otro lado, la Comisión Europea [WETO2003] concluye que: “sufficient oil reserves exist worldwide to satisfy the projected demand during the next three decades” y prevé en un escenario

¹¹ 1 barril de petróleo ligero equivale a 159 litros o 136,4 kg de densidad $0,858 \text{ gr/cm}^3$ que a su vez es capaz de dar una energía calorífica de unos 42 GJulios (datos de [BP2006]). Si la densidad de petróleo es diferente, como en los petróleos más pesados, esos números cambian. De aquí surge una fuente de error prácticamente inevitable mientras no se uniformicen al Sistema Internacional de medidas los datos relativos al petróleo, gas etc. Sin embargo, ni Estados Unidos, ni muchos países exportadores de petróleo usan el sistema internacional de medidas. Por otro lado, [BP2006] da como dato para las Reservas probadas a finales del 2005 de 1200,7Gbarriles, un 7% menos. Finalmente, el [WEC2007] da 1215Gb o 160Gtoneladas para esas reservas. Para [BP2006] 1Tonelada son 7,33barriles y para el [WEC2007] son 7,59 barriles... A partir de aquí se usará 1tonelada de petróleo ligero (1toe) equivalente a 7,5barriles

¹² Se entiende pues que el precio también determina las reservas: más precio más reservas.

“business-as-usual” que la extracción de petróleo crecerá un 65% hasta alcanzar los 120 millones de barriles diarios (16 Mtoe/día).

El [WEC2004] concluye: “the survey *demonstrates* that global reserves of oil are still large enough to meet demand for the next few decades”¹³.

En 1998, el IIASA y el WEC publicaron “Global Energy Perspectives” [IIASA1998], una publicación muy importante porque fue utilizada como una de las fuentes principales del IPCC [IPCC2001] para las estimaciones de reservas de combustibles fósiles. Concluye: “Reserve availability will not be a major global constraint”... “The fossil reserves as listed... is certainly sufficient for more than 100 years, even in the high energy Case A scenarios”.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) basa sus predicciones de reservas en el USGS (United States Geological Survey) y publican anualmente un World Energy Outlook [IEA2004]:

“The Earth’s energy resources are more than adequate to meet demand until 2030 and well beyond... Fossil fuels are, of course, finite, but we are far from exhausting them. The world is not running out of oil just yet. Most estimates of proven oil reserves are high enough to meet the cumulative world demand we project to the next three decades. Our analysis suggests that global production of conventional oil will not peak before 2030 if the necessary investments are made”.

En conclusión, da la sensación clara de que no existen problemas de reservas, si bien, las fuentes últimas de información son muy pocas¹⁴ (Oil and Gas Journal, World Oil, British Petroleum y el USGS).

El problema de usar estas pocas estadísticas, es que las fuentes últimas para las reservas probadas de petróleo y gas en los países de la OPEP son los propios informes que los gobiernos dan a las agencias e investigadores.

¹³ El [WEC2007], en cambio habla de un posible máximo en la producción en 10-15 años, aún sin corregir las reservas infladas de ciertos países que en cambio el mismo informe insinúa.

¹⁴ Citando al propio [IEA2004]. Incluso cruzando citas: BP utiliza el Oil and Gas Journal como fuente de sus datos...

Puesto que en los años 80 del siglo XX las cuotas de producción que se auto-asignan los países de la OPEP dependen de las reservas probadas, han sido frecuentes y lo siguen siendo subidas bruscas de esas reservas sin que las compañías explotadoras hayan informado de nuevos descubrimientos o cambios extractivos que las justifiquen.

En los años 85-89, por ejemplo, se añaden casi 300 Gbarriles (40Gtoe) de petróleo a las reservas de la OPEP sin que existieran descubrimientos suficientemente significativos. En todo el mundo se añadieron a las reservas esos años 304 Gbarriles (300Gb la OPEP, 4Gb el resto del mundo) cuando el consumo fue de 95Gbarriles (12,7Gtoe) y los descubrimientos fueron tan solo de 65Gbarriles (8,7Gtoe). Es decir, se añadieron 330Gbarriles (44Gtoe) sin que puedan justificarse en nuevos descubrimientos o en una brusca mejoría de la tecnología extractiva (o en una subida de los precios del petróleo).

Si se observan las reservas “probadas” de los países de la OPEP y las oscilaciones del precio del petróleo:

otro que se estimó en 17Gbarriles los recursos totales de petróleo (se estimaron en 3Gbarriles sus reservas recuperables). Es decir, el gobierno iraní parece usar $10 + 17 \sim 30$ Gbarriles de petróleo de recursos como si fueran reservas probadas (unos 13 Gbarriles), más que doblando su valor real [ASPO2005a].

El grave problema de todo esto es que esta falta de rigor se lleva a los informes que las agencias y oficinas estadísticas proporcionan.

Así, el [EIA2006] dice que las reservas han aumentado durante el 2005 en 15 Gbarriles, y que el mayor incremento se ha hecho en Irán, pues éste citaba en 125,8Gbarriles sus reservas a principios de 2005 y en 132 Gbarriles al año siguiente. Es decir, se dan como buenos unos datos proporcionados por el Oil & Gas Journal, basados en una pregunta a los gobiernos citados. Pero, si acudimos a la página web de la AAPG (American Association of Petroleum Geologist) y buscamos los descubrimientos que esta fuente cita para Irán en 2004-2007 nos encontramos que para el año 2004 no se señala ningún descubrimiento significativo y para el 2006 sólo se señala un descubrimiento relacionado con el gas natural.

En cambio, en 2005, donde la [IEA2006] señala un aumento de 6,7Gbarriles en las reservas iraníes, los descubrimientos que los justificarían serían: 5,7Gbarriles que se estima que existen en un yacimiento (de los cuales 0,885Gbarriles se estiman recuperables) y otro descubrimiento en el que, según Tore Torwand, al que cita AAPG: "There may be more than a billion barrels, at least, in the structure", es decir que parece que el gobierno iraní está tomando $5,7 + 1$ Gbarriles = 6,7 Gbarriles, pero lo que se estima como recurso de petróleo en los yacimientos se da sin más como reserva probada. En el caso del primer yacimiento, sólo se estima como recuperable por ahora un 15% del petróleo.

En esos años en Kuwait sólo se han hecho tres descubrimientos sin estimaciones. En Venezuela en 2004 se estima un yacimiento con recursos extraíbles de 0,667Gbarriles y en Arabia Saudí de 0,1Gbarriles, en Chad la AAPG no proporciona datos. Sin embargo, las reservas aumentaron en

2005, 4,9Gbarriles en Arabia Saudí, 2,5Gbarriles en Kuwait, 2,5Gbarriles en Venezuela y 1,5Gbarriles en el Chad. Sin descubrimientos que los justifiquen sólo la recuperación con nuevas técnicas que permitan aumentar los recursos extraíbles de pozos ya en explotación (EOR: Enhanced oil recovery) permitirían aumentar algo las reservas, sin embargo, suena increíble, pues no sólo tendrían que compensar el aumento citado de las reservas sino la extracción del año 2005 de esos países (e.g. Arabia Saudí produjo unos 4 Gbarriles ese año [BP2006]).

Por otro lado, los países de la antigua Unión Soviética, tienen su propio sistema para caracterizar las reservas probadas y posibles de difícil comparación con el resto del mundo. Algunos expertos geólogos [Laherrere, Khalimov1993] e incluso el [WEC2007]¹⁵, sugieren que las reservas probadas y probables de estos países pueden estar infladas, hasta en un 30%.

Se puede concluir que las estadísticas sobre reservas de petróleo, en especial las provenientes de los países de la OPEP están muy sobrevaloradas y no son fiables.

Paradójicamente, los modelos sobre las proyecciones futuras en el consumo de recursos fósiles se apoyan en estas estadísticas sobre reservas, incluidos los escenarios de energía y emisiones de gases invernadero del IPCC [IPCC2001].

Por todo lo dicho anteriormente, se debe ir a otro concepto: las Reservas Recuperables Totales (Ultimate Recovery Resources o URR).

Los métodos que permiten su cálculo se basan casi todos ellos en las ideas del geólogo King Hubbert y se denominarán a partir de aquí métodos de Hubbert.

A partir de datos de los descubrimientos históricos de petróleo en el que las estimaciones de petróleo “descubierto” y recuperable no se dan en el momento del descubrimiento sino que se dan una vez que el pozo comienza su desarrollo y se conoce aceptablemente bien cuales son sus reservas extraíbles [Campbell 2006] se puede concluir que desde los años 80 del siglo XX la

¹⁵ Si las reservas en Azerbaijan, Kazahastan, Rusia y Ucrania son un 30% menores esto restaría otros 37Gbarriles a las reservas mundiales

extracción y consumo supera el de descubrimientos y por tanto, desde entonces, las reservas deben descender y no aumentar. Por otro lado, se observa una tendencia al descenso tras un máximo en la tasa de descubrimientos de reservas de petróleo en los años 60, con una caída que tiene una tendencia a partir de los años 70 que algunos autores ajustan a una exponencial decreciente [Cambell2006, este mismo trabajo más adelante].

La cantidad de recursos extraíbles descubiertos de petróleo convencional ligero se estimaría hasta el 2006 en unos 1800-1850Gbarriles ($\sim 250\text{Gtoe}$) [Laherre2006a], [Wood2003] cita 1700Gb hasta el 2002 y desde el 2002 hasta el 2006 se han descubierto menos de 30 Gbarriles, [Campbell2006] cita 1800Gb en el año 2000. Mientras, se habrían usado ya unos 1000Gbarriles en 2005 [WEC2007], [Campbell2006] cita 873Gbarriles en el 2000, si añadimos la extracción de 2000-2005 nos da 1001Gbarriles. Es decir, que según estos datos, las reservas de petróleo serían de unos 800Gb para el año 2005, entre 250 y 400Gb menos que las estimaciones de los organismos y agencias internacionales citados.

Puesto que los descubrimientos están en un rápido descenso desde los años 60, y a pesar de que entre 1995 y 2005 hay un pequeño máximo relativo debido a descubrimientos de las prospecciones en aguas profundas (parte de este petróleo no es convencional), parece razonable pensar que la tendencia futura es a que siga descendiendo la tasa de descubrimientos¹⁶.

Si suponemos que la curva que describe los descubrimientos es aproximadamente simétrica (una de las hipótesis de la teoría de Hubbert que se verá en más detalle), con tantos descubrimientos hasta los años 60 como los que vendrán a partir de esa época, se podría proyectar una tendencia exponencial negativa hacia el futuro con una cantidad de descubrimientos aún por hacer que sumarían unos 150-200Gbarriles más a las reservas explotables descubiertas ([Campbell2006] da 149Gbarriles en 2000, teniendo en cuenta los descubrimientos posteriores, para el 2005 quedarían

¹⁶ En el lustro 2000-2005 la tendencia en los descubrimientos es negativa a pesar de que el precio elevado del petróleo hace en teoría más rentable iniciar nuevas y más caras exploraciones (de hecho ha sido así [Alektett2005]).

unos 125Gbarriles por descubrir según sus cálculos, Phil Hart and Chris Skrebowski [Skrebowski2007] dan 200Gbarriles). Así se encontraría, en una primera aproximación, que las URR (las reservas recuperables totales) de petróleo crudo convencional serían de unos 2000Gbarriles ([Campbell2006] da 1950Gbarriles). Es decir, se habría consumido ya aproximadamente la mitad del petróleo crudo convencional extraíble (petróleo ligero).

Otra forma técnicamente más precisa de estimar las reservas totales presentes y futuras es a partir de las “creaming curves” que consisten en representar los descubrimientos de petróleo acumulados, en función del número de pozos de petróleo explorados acumulados (NFW new field wildcats).

Este método utilizado por el geólogo Lahèrrere usa curvas de extrapolación hiperbólicas para encontrar la URR. Siguiendo a [Lahèrrere 2006a] los descubrimientos acumulados de petróleo convencional ligero por continentes arrojan unos 1700Gbarriles a los que habría que añadir el petróleo convencional de aguas profundas y polares (otros 100Gbarriles). Extrapolando las curvas hiperbólicas de ajuste la suma daría unos 2000Gbarriles.

Si en vez del número de pozos se representan los descubrimientos acumulados en función del tiempo y se ajustan las curvas experimentales a curvas logísticas [Lahèrrère 2006b], se encuentra de nuevo una producción acumulada ligeramente mayor de 1800Gbarriles y una URR de unos 2000Gbarriles. Esto dejaría algo menos de 200Gbarriles a la cantidad de descubrimientos aún por hacer en 2005.

A estos 2000Gbarriles de petróleo convencional ligero habría que añadirle la URR de los NGL (gas natural licuado) para tener una estimación total de las reservas máximas extraíbles de petróleo convencional. Luego habría que sumar las reservas de petróleo no convencional.

En cuanto al NGL, tanto Lahèrrere como el USGS (95% de confianza) dan unos 250Gbarriles para estas reservas finales (Lahèrrere [Lahèrrere2005] añade en su cálculo el petróleo sintético

proveniente del gas natural¹⁷). El [WEC2004] cifra en unos 82Gbarriles las reservas probadas de este petróleo, si bien algunos países no separan en sus estadísticas los NGL del petróleo crudo o ligero y otros, como ya se ha argumentado, inflan sus reservas. A las reservas probadas habría que añadirle además la extracción acumulada (algo menos de 150Gbarriles) y los yacimientos por descubrir.

Un tercer método indirecto de estimación de estos recursos es a partir de las estadísticas de la USGS (United States Geological Survey). Esta agencia estadounidense utiliza métodos estadísticos para el cálculo de reservas y descubrimientos por hacer. Frecuentemente se utilizan los datos relativos al 50% de confianza (usa tres estadísticas, 5%, 50% y 95% de confianza en encontrar las reservas o descubrimientos a escala mundial). Sin embargo, debido a los problemas de definición y a las exageraciones de los países de la OPEP, como hemos visto, las estadísticas del 5 y 50% son probablemente exageradas¹⁸.

De hecho, si se toman las estadísticas P95, P50 y P5 que da el [USGS] y se utilizan para predecir los descubrimientos futuros, resultaría que tanto P5 como P50 necesitarían un incremento en la tasa de descubrimiento acelerado entre 1995 y el 2030, en cambio la P95 cuadraría mucho mejor con los descubrimientos observados entre 1995 y 2005.

Parece pues que los cálculos medio y P5 son exagerados, pero que el P95 está en aceptable acuerdo con la realidad observada¹⁹. Si tomamos ahora el P95 que el USGS da para la URR de petróleo convencional obtenemos: 2248Gbarriles, repartidos aproximadamente de la misma manera en 2000Gbarriles para el petróleo ligero y el resto para el NGL.

¹⁷ La justificación de 250Gbarriles en [Laherrere2005] tiene en cuenta la elevada correlación entre la producción de gas natural y la de NGL's, de aquí aplica una regla de tres para calcular la URR del NGL's a partir de su estimación de la URR para el gas natural convencional.

¹⁸ Ya en 1987, [Sterman 1987], usando modelos de dinámica de sistemas, aplicados y ajustados a la producción de Estados Unidos, probó que los métodos típicos del USGS sobrevaloraban mucho la URR, en cambio, los métodos de Hubbert que aquí utilizamos, tendían a ajustar bastante mejor, aunque se quedan ligeramente por debajo de la realidad observada.

¹⁹ El P95 de los recursos no descubiertos desde 1995 era de 400Gbarriles. Como entre 1995 y 2005 se descubrieron poco más de 100Gbarriles, quedarían poco menos de 300Gbarriles, un tercio más incluso que la estimación de 200Gbarriles.

Las estimaciones por los métodos de Hubbert o por los métodos de la USGS varían con el tiempo. En general los primeros evolucionan creciendo y los del USGS decreciendo. Para el caso de los Estados Unidos, ambos métodos tienden a converger, estando siempre más cerca de la “realidad” los métodos de Hubbert. Cuando el USGS P95 es prácticamente el mismo que el que arrojan los métodos de Hubbert, entonces podemos confiar en estar muy cerca del valor real (véase [Sterman1987]).

Por último, un cuarto método consistiría en sumar las reservas probadas de petróleo sin la inflación artificial de la OPEP y la antigua Unión Soviética y sumar el petróleo ya consumido, los descubrimientos futuros y el crecimiento de las reservas²⁰. P. Hart y C. Skrebowski [Skrebowski2007] hacen este cálculo y encuentran una URR para el petróleo convencional de 2420Gbarriles: Extracción acumulada a finales de 2005: 1080Gbarriles. Petróleo por descubrir 200Gbarriles. Reservas de petróleo: 890Gbarriles. Crecimiento de las reservas: 250Gbarriles. Se podría pensar que la diferencia que tenemos con respecto a los cálculos anteriores es debida al crecimiento de las reservas. Hart y Skrebowski de hecho discuten que el crecimiento de las reservas que predice el USGS es exagerado: 730Gbarriles; y se aleja de la realidad histórica. Según esto, el crecimiento proyectado por el USGS es del 2% anual hasta el 2030, mientras que las industrias dan tan solo un 0,2%. Ellos hacen su propia estimación de 250Gbarriles que como se verá, es muy generosa²¹. De hecho, si comparamos la predicción del USGS con la de las industrias, y si suponemos que el crecimiento de estas reservas va a seguir siendo del 0,2% anual, nos encontramos con 60Gbarriles en vez de 250Gbarriles. Además, tenemos que tener en cuenta que Hart y Skrebowski toman como 250Gbarriles el exceso de reservas “inventadas” de la OPEP y aquí se ha argumentado que este está entre 250 y 400 Gbarriles ([Campbell2006] toma 360Gbarriles);

²⁰ Este concepto se verá más adelante con más detalle.

²¹ En cualquier caso, el crecimiento de las reservas no hay que tenerlo en cuenta en el método de las “creaming curves” o de los descubrimientos acumulados en función del tiempo, porque las reservas descubiertas se ponen al día cuando haya habido o no crecimiento aparente de las reservas.

además, no consideran la sobrevaloración de unos 37Gbarriles (ver atrás) de los países de la antigua Unión Soviética. Este método podría dar una URR final de: 1080 (extracción acumulada) +200 (petróleo por descubrir) +780 (reservas probadas) + 60 (crecimiento de las reservas) = 2120 Gbarriles, menor que los 2250Gb de otros métodos²².

Así pues se tomará como 2250Gbarriles los recursos totales extraíbles de petróleo convencional mundiales, de los cuales se han utilizado ya unos 1150Gbarriles. Se considera que esta URR puede tener, como mucho, un 10% de error, hacia arriba²³.

El siguiente paso sería estimar las reservas extraíbles del petróleo no convencional. Sin embargo, dadas las distintas y variadas fuentes de éste tipo de petróleo la estimación será aún más compleja y menos precisa.

[Laherrere2006a_b], sin justificar tan bien como lo hace con el petróleo ligero, señala: 500Gbarriles para el petróleo pesado y las arenas bituminosas, 250Gbarriles para el petróleo sintético y las ganancias en las refinerías y otros 250Gbarriles para los líquidos provenientes del gas natural sean sintéticos o no. Es decir, añadiría unos 750Gbarriles de petróleo no convencional a los 2250Gbarriles.

El problema que se tiene aquí es mayor, puesto que el petróleo sintético no tiene que ver con el concepto de recursos extraíbles máximos de petróleo que hasta ahora se ha utilizado. En todo caso, tiene que ver con los recursos de gas natural y carbón y sobre todo con la capacidad de síntesis de petróleo líquido a partir de esas fuentes. Además, una fuente más, sintética, sería la obtención de los llamados biocombustibles (biodiesel y bioetanol principalmente) a partir de cultivos o residuos

²² Aún cogiendo el crecimiento de reservas de Hart y Skrebowski, pero tomando 360Gbarriles el exceso de la OPEP y 37 el del antiguo bloque soviético, se tendría una URR de 2273Gbarriles.

²³ De nuevo, siguiendo a [Sterman1987], los métodos aquí expuestos tienden a quedarse ligeramente cortos.

agrícolas y ganaderos. Por tanto, es un error, como hace Lahèrrere, pretender estimar las reservas máximas extraíbles de recursos que no son solamente combustibles fósiles.

Se puede, en todo caso, tratar de estimar estos recursos para el petróleo pesado (heavy y extra-heavy oil), para los esquistos y arenas de petróleo (oil sands, natural bitumen) y para las pizarras bituminosas (oil shales). Algunos de ellos, de hecho, tienen una mineralogía más parecida al carbón que al petróleo dada su viscosidad.

En cuanto al petróleo pesado, según el [WEC2007] sólo 60 Gbarriles son reservas probadas, casi todas ellas en un único país: Venezuela (que al pertenecer a la OPEP está sujeto a la tendencia inflacionista debida a las cuotas). Por otro lado, las reservas posibles proceden todas ellas de este mismo país (contingent resources) y son de 248,4Gigabarriles. Así pues una cifra entre 60 y 300Gbarriles de petróleo pesado podrían ser las reservas mundiales extraíbles (si tomáramos 150Gbarriles coincidiríamos con los cálculos finales de Lahèrrere).

En cuanto a los esquistos y arenas bituminosas del petróleo, las reservas se encuentran principalmente en Canadá, Rusia, Kazakhashán y Nigeria. Puesto que Kazakhashán tiene grandes reservas de petróleo convencional y de gas natural, no es probable que en un futuro muy cercano explote estas reservas ("in the light of [this], exploitation of the bitumen as a source of synthetic oil is unlikely in the foreseeable future", [WEC2004]).

A Nigeria le pasa lo mismo: "this extensive deposit has not yet been evaluated as a source of synthetic oil and its exploitation will no doubt delayed as long as Nigeria is a leading producer of conventional oil".

Y prácticamente lo mismo para Rusia: "This area is so remote, and Russia's conventional oil and gas resources so great, that it is unlikely that attempts will be made in the near future to exploit this natural bitumen".

Pero, puesto que las reservas de petróleo convencional según los cálculos aquí hechos parecen más escasas de lo que el WEC y otros estiman, y la presión productiva sobre los combustibles

líquidos puede entonces aumentar, estas reservas bituminosas podrían explotarse antes de lo previsto por el WEC, sin embargo, posiblemente los tiempos de extracción a gran escala no dejarán de ser relativamente largos. De hecho, ni Nigeria ni Kazahastán has sacado un solo barril de estos yacimientos y Rusia sólo ha sacado 14 millones de barriles de una zona donde precisamente están sus grandes reservas de petróleo convencional.

El único país que tiene experiencia probada en extraer este recurso es Canadá (3,6Gbarriles acumulados hasta el 2003 y una extracción anual en 2005 de 0,44Gbarriles).

Si se tiene en cuenta que el [WEC2004] da unas reservas extraíbles mundiales de unos 250Gbarriles, con otros 300Gbarriles posibles (de un total descubierto de unos 2500Gbarriles y otros 1000 por descubrir) y si se mantuviera la proporción descubierto/por descubrir y se la aplicamos a las reservas extraíbles, entonces, quedarían por descubrir extraíbles otros 100Gbarriles más. Es decir, un total de arenas de petróleo (URR) igual a 350Gbarriles.

En cuanto a las reservas de pizarras bituminosas, éstas son muy elevadas y se dan sobre todo en Estados Unidos (62% de las reservas mundiales). Se estiman los recursos totales de petróleo a partir de estas pizarras en más de 3300Gbarriles [WEC2004], bastante más que el cálculo hecho aquí para el petróleo convencional, aunque no se conoce bien cuánto de este petróleo sería extraíble. En Estonia2002 se hace una comparación con los recursos extraíbles del petróleo convencional: 1900Gbarriles comparados con los extraíbles de las pizarras bituminosas: 2900Gbarriles. En el caso de estas pizarras, la explotación actual es pequeña (la mayor parte en Estonia) y está en descenso desde 1980, cuando se llegó a una extracción de unos 0,35 Gbarriles; siendo en la actualidad de aproximadamente la mitad. Este descenso es debido principalmente a factores económicos, que afectan también a los recursos extraíbles. En un mundo de precios elevados de los combustibles fósiles, las reservas y la extracción de este “petróleo” es posible que aumenten.

La producción de petróleo sintético a partir del carbón (CTL) es en la actualidad muy pequeña, sin embargo, dados los recursos de carbón, esta producción podría llegar a ser importante en un futuro. Así, las “reservas” de este petróleo dependerían en principio de las reservas de carbón que se destinen al petróleo sintético. Reservas que se estudiarán más adelante. El problema aquí, como en los demás recursos de petróleo no convencional es la nueva capacidad productiva que se instale cada año, no solo las reservas disponibles.

En cuanto a la producción de petróleo a partir de gas natural (GTL), de nuevo depende de las reservas de gas natural, que como se verá son también problemáticas, y de la capacidad productiva que se logre instalar. En cualquier caso, si se incrementa ostensiblemente la producción del GTL las reservas de gas natural podrían disminuir más rápidamente de lo previsto en algunos escenarios.

El gas natural que resulta más eficiente desde el punto de vista económico convertir en petróleo líquido, es el llamado “stranded”, que es aquel gas que debido a su localización está alejado de los lugares de consumo y/o es difícil su transporte a los mismos. Este gas, en la actualidad, o no se explota o se quema en antorchas o se deja escapar a la atmósfera (porque lo que interesa no es este gas, sino el petróleo convencional que se encuentra junto a él en el mismo pozo petrolífero), o se reinyecta en el mismo pozo de petróleo (para incrementar así la extracción de petróleo de ese pozo).

En los procesos de síntesis de GTL se produce aproximadamente un barril de petróleo por cada 10000 pies cúbicos de gas natural²⁴ [Greene1999].

²⁴ De nuevo un problema de unidades; la mayoría de los investigadores y agencias dan las unidades de gas natural en volumen en pies cúbicos. 35,32 pies cúbicos equivalen a un metro cúbico, es decir, se necesitan 283,2 metros cúbicos de gas natural para fabricar un barril de petróleo (159 litros), o 1780 litros de gas natural por litro de petróleo, o 2125 m³ de gas por toe (tonelada equivalente de petróleo). Por otro lado, esto nos indica una eficiencia energética de poco más del 50% comparando los contenidos energéticos del gas natural y del petróleo.

A modo de resumen, las reservas recuperables totales (históricas y futuras) de los distintos combustibles fósiles líquidos serían (URR):

Tipo	Convencional		No-convencional ²⁵			
URR	ligero	NGL	pesado	arenas	pizarras	otros
Gbarriles	2000	250	300?	350?	>3000?	>1000?
Gtoe	267	33	40?	47?	>400?	>130?

Tabla. 4.1. Las reservas extraíbles del petróleo (Gbarriles) no convencional están sujetas a una incertidumbre muy alta.

En especial las clasificadas como “otros” (CTL, GTL, BTL, ganancias en refinerías etc.) pues estas dependen a su vez de las reservas de carbón, gas y biomasa que se destine o se puedan destinar a la producción de combustibles líquidos.

Las ganancias en refinerías a su vez dependen de la extracción anual de petróleo.

4.1.1.a.3. Otros factores que pueden alterar las reservas futuras

- ¿Es posible que existan yacimientos gigantescos de petróleo aún por descubrir?

Todos los continentes y océanos, salvo uno, han sido extensamente estudiados con métodos modernos, los últimos en añadirse han sido las aguas profundas y polares.

Sin embargo, queda un continente aún por explorar: la Antártida. Por la posición que ocupaba el continente en los periodos geológicos en los que se formaron los combustibles fósiles, es casi seguro que debe haber grandes reservas. Se han encontrado en aguas oceánicas del Antártico en unas pocas prospecciones unos 50Gbarriles de petróleo, con costes de extracción que hoy se estiman que superarían los 100\$ el barril (www.coolantartica.com). Los costes en la plataforma continental aún serían mayores por la lejanía y la climatología de este continente. Además, desde

²⁵ [Greene2005] da unos 130Gtoe para la suma de petróleo pesado y las arenas bituminosas elaborando datos de IEA, WEC y USGS, y algo menos de 260Gtoe para las pizarras.

1998 que se ratificó y se puso en marcha el Protocolo de Madrid (de 1991), sólo usos científicos y pacíficos pueden darse en este continente hasta el año 2040, lo que incluye la prohibición expresa de extraer recursos como petróleo, gas o carbón. Por estas razones, se pueden excluir los recursos de este continente en los cálculos.

- ¿La tecnología puede incrementar el petróleo extraíble de los pozos de petróleo existentes?

Es lo que se conoce como crecimiento de las reservas a través de aumentar la cantidad de petróleo extraíble de cada pozo (EOR: enhanced oil recovery). La idea es que a escala global se extrae aproximadamente un tercio del petróleo de los pozos en promedio, pero con distintos métodos (inyección de agua o gas natural o CO₂, etc.) quizás se pueda extraer un porcentaje mayor. Existen ejemplos de pozos en los que efectivamente las reservas extraíbles han aumentado con el tiempo como el pozo llamado "Eugene Island" [Lahèrrere2006c] en el que las estimaciones de finales de los años 70 arrojaban una URR de unos 270Mbarriles, sin embargo, debido a factores geológicos especiales (y no tecnológicos), al vaciarse el pozo, una falla permitía la reentrada de otra zona de nuevo petróleo, con las consiguientes variaciones en la extracción y reestimaciones de la URR acercándose ahora a los 450Mbarriles, al re-estimarse la URR, hay un crecimiento aparente de las reservas. Algunos autores [Cambell 2006, Laherrere 2006c], y es lo que se ha hecho en este trabajo, asignan esta reestimación a los descubrimientos del año en que se descubrió ese pozo.

Este tipo de ejemplos sirve a algunas agencias, como el USGS, para pensar que se pueden extrapolar a escala mundial y que factores tecnológicos pueden aumentar las reservas. Sin embargo, existen ejemplos (la mayoría según Laherrere 2006c) en los que los pozos no han aumentado realmente las reservas últimas extraíbles a pesar de las nuevas tecnologías. En algunas ocasiones, el incremento de pozos horizontales del mismo pozo petrolífero (el caso de AUK en el Reino Unido) o la reinyección de agua para aumentar la presión del mismo (en el caso de los campos petrolíferos de Texas –Laèrrere2003-), suponen un aumento temporal de la extracción

anual para luego caer rápidamente esta extracción y terminar arrojando la misma o incluso menos URR que la estimada inicialmente antes de la introducción de las nuevas técnicas extractivas

E incluso, existen ejemplos claros en las que las reservas extraíbles han disminuido respecto a las que en su momento se estimaron, quizás precisamente por la aplicación de las nuevas tecnologías, como es el campo petrolífero “Brent” del Reino Unido en el que se pasó de unas estimaciones cercanas a los 400Mm³ a una extracción final de unos 320Mm³ [Lahèrrere 2006b] cuando se observó en las etapas finales un descenso mucho más brusco de lo previsto.

Según Laherrere [Laherrere2006c] hay bastantes más ejemplos de crecimiento negativo que positivo en campos petrolíferos en los que ya está en decrecimiento la extracción y se puede estimar con más confianza las reservas últimas extraíbles. Además, la mayoría y los más grandes de los campos petrolíferos actuales están en esa fase de decrecimiento.

Así pues, la tecnología parece que nos permite extraer más rápido el petróleo pero no más cantidad del que se puede estimar [Marzo2007].

Existen dos factores más que no alteran las reservas extraíbles pero sí su importancia relativa al consumo mundial anual de petróleo: Por un lado la llamada intensidad energética y/o de emisiones: que es la cantidad de energía/emisiones que utilizamos o generamos por unidad económica (\$, €) que producimos a escala regional o global. Por otro lado, la llamada TRE (Tasa de retorno energética o EROEI del inglés: energy returns on energy invested) o conceptos similares en los que se calcula cuanto petróleo o energía consume la industria del petróleo u otra fuente energética relativas a la energía que produce, puesto que se necesita energía para descubrirlo, extraerlo, transportarlo, refinarlo y volver a trasportarlo.

En el caso de la intensidad energética, esta se utiliza en la mayoría de las proyecciones futuras de consumo energético y emisiones asociadas (indirectamente pues tiene un impacto en las reservas “efectivas” que disponemos), en la creencia de que esta tiende a disminuir en la mayoría de los países (al menos en los más industrializados y a escala mundial). Se suele achacar a factores tecnológicos esta disminución, sobre todo en un futuro.

Sin embargo, la mayoría de las proyecciones de los organismos y agencias internacionales que se han citado (incluido el IPCC en sus evaluaciones de cambio climático, [IPCC2001, IPCC2007]), no tienen en cuenta la posible importancia del hecho de que van disminuyendo los retornos energéticos de las fuentes fósiles: cuanto menos petróleo queda, más difícil es extraerlo y más energía se requiere para hacerlo, de tal forma que deja de ser despreciable esta cantidad frente a la que finalmente se obtiene de su extracción. Aparentemente es absurdo (lo es desde el punto de vista físico) extraer una fuente energética con mayor coste energético que el que nos va a dar. En el concepto de la TRE, si esta es menor que la unidad, significa que la energía que obtenemos es menor que la invertida.

Si la TRE del petróleo va disminuyendo (y lo hace como veremos), entonces, menos energía por barril de petróleo consumido por nuestra economía no extractiva queda. Por tanto, es como si las reservas extraíbles disminuyeran de forma efectiva, con un efecto justo opuesto al concepto de intensidad energética.

Si la TRE disminuyera con una tasa parecida a la disminución de la intensidad energética, cancelaría ella sola los efectos positivos que la tecnología pudiera tener en un futuro.

Además, habría que tener en cuenta también que las distintas fuentes de petróleo (ligero, NGL, no convencional) tienen TRE distintas, en general menores cuanto “menos convencional” es el petróleo.

4.1.1.b. Recursos de gas natural, carbón y combustibles nucleares

4.1.1.b.1. Gas Natural

Puesto que las reservas y recursos de gas natural siguen geopolíticas parecidas al petróleo, de nuevo es razonable sospechar que las reservas “probadas” que se dan en las fuentes estadísticas oficiales están también sobrevaloradas.

Así pues, se utilizarán técnicas parecidas a las utilizadas para el petróleo para calcular las reservas extraíbles totales (URR) para el gas natural.

En este caso, la distinción entre gas convencional y no convencional es aún más difícil. Algunos autores identifican gas no convencional con el llamado “stranded”, que es aquel gas que no se puede comercializar fácilmente. Hoy este gas se utiliza para aumentar la presión en pozos petrolíferos o para usarlo como fuente energética “in situ”, como en el caso de la extracción de arenas de petróleo de Canadá. Otros autores, identifican el gas no convencional como aquel que resulta caro de extraer, como es el proveniente de aguas profundas.

En cualquier caso, la extracción y consumo de gas no convencional es aún pequeña, aunque en rápido aumento.

A partir de las curvas de los descubrimientos acumulados anuales en función del tiempo, se puede obtener con la metodología de Laherrere [Laherrere2006c], ya explicada para el petróleo, una buena estimación de la URR para el gas convencional de 9200tcf (trillion cubic feet, billones de pies cúbicos), equivalente a unos 1670Gbarriles (225Gtoe).

Otra forma de calcularlo es sumando las reservas probadas corregidas y añadir la extracción acumulada hasta la fecha y los descubrimientos futuros.

De igual forma que para el petróleo de la OPEP, se puede buscar qué cantidad de gas natural no descubierto se añadió artificialmente a las reservas por la “guerra de las cuotas” de los 80 y 90 del siglo pasado. Haciendo esto, se estima que aproximadamente un 10% de las reservas mundiales totales se han sobrevalorado (un 20% de las reservas de los países de la OPEP).

Otro bloque, la antigua Unión Soviética, no da las reservas probadas de petróleo o gas, sino las probadas más probables, de tal forma que aproximadamente un tercio de sus reservas están sobreestimadas ([WEC2007] y según Laherrere y a partir de las “creaming curves” para el petróleo y gas hay que restar un 30% a las reservas de Rusia, [Laherrere2006a]). Esto restaría casi otro 10% a las reservas mundiales probadas que dan las fuentes estadísticas ya citadas. Así el WEC da como probadas unos 6500tcf (añadiendo incluso un 75% de los recursos demostrados aún no evaluados como reservas probadas; suponiendo un grado de recuperación alto de los recursos).

Si se resta ahora un 20% a esas “reservas”, nos quedarían unas 5200tcf (125toe) de reservas realmente probadas.

La extracción total hasta el 2005 de gas natural era de unos 3000 tcf. De tal forma que se habría descubierto hasta el 2005 unos 8200tcf (según datos de Laherrere unos 8500tcf). Basta pues añadir la previsión de gas natural aún por descubrir para estimar la URR.

Si suponemos la curva de descubrimientos simétrica, el pico de descubrimientos se habría producido en 1971, y quedarían por descubrir unos 600-900 tcf de gas natural convencional desde 2005.

Así pues la URR sería la suma: $(8200-8500) + (600-900) = (8800-9400\text{tcf})$.

Si se extrapolan los descubrimientos con una caída exponencial desde 1980 hasta 2005 y se ajusta, daría que quedan al menos 550tcf de gas natural convencional por descubrir²⁶.

Otro cálculo que arroja resultados parecidos es a partir de las estadísticas del USGS corrigiendo también los datos de la OPEP y Rusia. Si tomamos los datos del 95% de confianza tanto para el

²⁶ Para la curva de ajuste se han eliminado los descubrimientos en aguas profundas, se consideren estos de gas convencional o no. A los 550tcf habría que añadirle los descubrimientos futuros en estas aguas.

crecimiento de las reservas, como para el gas por descubrir aún, nos da un URR con datos de 1995 de 9500tcf.

La estimación para el gas natural no convencional, es aún más difícil. Primero porque aún se está en fase exploratoria en regiones del mundo fuera de los países industrializados.

Laherrere2006b calcula 2000-2500tcf para este gas natural no convencional. Sin embargo, de nuevo parte de este gas puede provenir de la síntesis a partir de carbón (CTG, Coal to Gas) de tal forma que las reservas dependen en último término de la parte de carbón que se destine a hacer gas.

Por otro lado, una parte muy importante del gas natural se pierde en los distintos procesos previos al consumo final. Más del 10% se reinyecta en los propios yacimientos de gas natural para mantener la presión y la propia extracción. Conforme el yacimiento se gasta esta reinyección tiende a aumentar (de hecho este porcentaje está aumentando a escala global).

Otra parte se pierde, se escapa o se quema en los propios pozos (más del 5% de la extracción anual “desaparece” así). Aunque nuevas tecnologías pueden disminuir este desperdicio, el futuro que parece más prometedor es utilizar el gas que hoy se quema en los pozos para fabricar con él líquidos (GTL), de tal forma que este gas se revalorice²⁷.

Otra parte no despreciable (2,4%) se pierde en los procesos de licuefacción y transporte del gas natural.

El 25% del gas natural producido se transporta mediante gaseoductos (80%) o a través del gas licuado (20%). De este gas transportado se pierde aproximadamente el 12% del gas natural. Dado que el comercio y transporte del gas natural va en rápido crecimiento, las pérdidas por este medio van también en aumento (en la última década creciendo estas pérdidas a una tasa del 6,4% anual).

²⁷ Desde el punto de vista del cambio climático, es mejor quemar el gas que dejarlo escapar, dado que el poder de efecto invernadero de las moléculas del gas natural es mayor que el del CO₂ resultante de la combustión.

Todas estas pérdidas tienden a bajar la URR efectiva. Y la tecnología no parece estar compensando estas pérdidas (en 1950 las pérdidas totales se evaluaban en un 27%, en 1970 en un 16%, pero en 2002 eran del 19% y en 2005 superaban el 20%). [Laherrere2004 , WEC2004, 2007]

Por otro lado, como pasaba con el petróleo, la TRE está decreciendo rápidamente para el gas natural (aumentan las pérdidas, la extracción relativa de gas no convencional aumenta, muchos pozos están ya en declive y parte de la producción se destina a la extracción de petróleo –e.g. Canadá-).

4.1.1.b.2. Carbón

En principio podría parecer que las estadísticas de las reservas de carbón son más fiables que las de los anteriores combustibles por no estar sometidas a tanta presión geopolítica. Tanto [BP2006], como [EIA2007], como [IEA2004] citan el [WEC2004] para dar la estimación de las reservas probadas.

El [WEC2004] da 909Gtoneladas para las reservas recuperables de carbón mundiales a finales de 2002 (el [WEC2007] con datos de 2005 da 848Gtoneladas). Siguiendo al [WEC2004], a estas reservas habría que añadirle al menos las reservas recuperables adicionales estimadas mínimas de 205Gtc hasta las máximas de 2000Gtc (carbón estimado en minas, no todo él recuperable).

Para comparar estas reservas con el petróleo y el gas natural, se tiene que tener en cuenta que el poder calorífico del carbón varía mucho dependiendo de su tipo (bituminoso, sub-bituminoso y lignito). Tomando los factores de conversión de [BP2006], las reservas probadas con datos de [WEC2007] nos darían unas 425Gtoe (unos 3250Gbarriles de petróleo). La extracción acumulada hasta 2005 serían de unos 160Gtoe²⁸, y las estimaciones de las URR a partir de estas fuentes quedarían:

²⁸ Producción acumulada hasta 1990 125Gtoe [Nakicenovic1998], y desde 1990-2005 36Gtoe [BP2006]

$URR_{\min.} = 1150Gtc$ (600Gtoe)

$URR_{\max.} = 3000Gtc$ (1600Gtoe, 12000Gbarriles)

Otra estimación se da en [Nakicenovic1998]:

$URR_{\min.} = 730Gtoe$ (reservas más extracción acumulada en 1990)

$URR_{\max.} = 3500Gtoe$ (reservas, más recursos máximos, más extracción acumulada)

Cálculos de reservas muy superiores a las de gas natural y petróleo.

Sin embargo, dos estudios recientes [EWG2007, EUR2007] llegan a conclusiones similares entre ellos pero muy diferentes a las estadísticas de los citados organismos. Entre las conclusiones comunes que destacan están:

- La calidad de los datos estadísticos es pobre y las reservas y recursos están probablemente sobre-estimadas.
- Las reservas probadas de carbón están decreciendo rápidamente en las dos últimas décadas a pesar de que el precio del carbón ha subido en la última década.
- Los costes de extracción están aumentando

En cuanto a los datos que aportan para concluir esto señalan:

Entre 1987 y 2005 las reservas probadas han decrecido en un 15% (no explicable por el consumo durante ese tiempo, probablemente debido a mejores evaluaciones con el tiempo).

Entre 1980 y 2005 los recursos han decrecido en más de un 50% sin que hayan pasado a reservas y a pesar del incremento de los precios.

Las evaluaciones intermedias muestran un decrecimiento casi continuo de tal forma que es probable que en siguientes evaluaciones las reservas y recursos vuelvan a disminuir (de hecho en el [WEC2007], no disponible aún para los dos estudios que estamos citando ahora, volvieron a decrecer las reservas respecto al [WEC2004]).

La calidad del carbón producido está en disminución en muchas regiones (pasándose de bituminoso a sub-bituminoso y lignito), de tal forma que aún con aumentos en la extracción, el contenido

energético puede disminuir, como de hecho pasa en Estados Unidos, segundo productor y primer país en reservas y recursos, en el que desde el año 2000 el contenido energético de su extracción disminuye a pesar de un aumento de las toneladas de carbón explotadas.

Sin embargo, el [EUR2007] no trata de hacer un estudio cuantitativo de cual va a ser la extracción futura o las reservas reales de que disponemos, y el [EWG2007] tampoco hace un estudio de cual sería la URR para el carbón. Este último, en cambio, si trata de visualizar cual sería la extracción futura del carbón (se amplliará esto en el epígrafe 4.1.2.), encontrando que la extracción de carbón máxima en el mejor de los casos (sin restricciones en la demanda) sería a lo sumo un 30% mayor que la actual con un máximo productivo en los años 2020-2025.

A partir de esta gráfica de extracción futura se estima en unas 340Gtoe las reservas explotables que quedarían a partir de 2005. Teniendo en cuenta que la extracción acumulada hasta ese año era de unas 160Gtoe, se estimaría, de acuerdo al [EWG2007], en 500Gtoe la URR, aproximadamente un 17% menor que las URR mínimas estimadas por los métodos anteriores.

4.1.1.b.3. Combustible nuclear

Si difícil es estimar las reservas últimas de los combustibles fósiles, prácticamente imposible es estimar las reservas extraíbles de combustible nuclear. A los factores geopolíticos (la industria nuclear está asociada históricamente a la de armamento nuclear) hay que añadirle la enorme controversia que desde hace décadas ha suscitado en la sociedad este tipo de fuente energética. Es frecuente que entre fuentes próximas a la industria nuclear y grupos ecologistas antinucleares, existan en las estadísticas no ya factores distintos (sobre todo en lo que se refiere a evaluación de riesgos, capacidad de crecimiento futuro o coste del Kw·hora) sino de órdenes de magnitud. Haciendo también muy difícil evitar el sesgo en cualquier análisis de esta energía.

En cuanto a las reservas de uranio, estas dependen en gran medida de los costes de extracción, de hecho se suelen dar en función del precio máximo del kilogramo extraído. En las estadísticas aparecen frecuentemente reservas para costes $<40\$/\text{kgU}$ y $<130\$/\text{kgU}$. Hasta no hace muchos años costes de $130\$/\text{kg}$ podrían parecer exagerados, pero al igual que ha pasado con las tendencias del precio de otros combustibles, el precio del Uranio ha llegado a superar los $350\$/\text{kg}$ en junio de 2007. A pesar de la espectacular subida de los precios del Uranio desde el año 2003 (cuando se encontraba a menos de $30\$/\text{kgU}$) y que históricamente nunca ha superado los $300\$/\text{kg}$ (en \$ constantes de 2007), las razones se achacan a factores coyunturales y no estructurales (de hecho la extracción de uranio de las minas está estancada y corre peligro de decrecer de aquí al 2011 por un accidente en la mayor mina del mundo, en Canadá).

Dados estos elevados precios, y sospechando que los precios permanecerán elevados en un futuro, las reservas que se van a manejar son las referidas a las que existen con precios $<130\$/\text{kg}$.

Se darán varios tipos de recursos de uranio: reservas conocidas, esperables, no descubiertas y especulativas y no convencionales.

Para las reservas conocidas recuperables las fuentes [NEA2007, WEC2007] dan unas $3,2 \cdot 10^6$ toneladas de uranio. Para las esperables recuperables dan $1,4 \cdot 10^6$ toneladas. Para las no descubiertas y especulativas [NEA2007 y WEC2007] dan $7,5 \cdot 10^6$ toneladas.

En cuanto a los recursos no convencionales, NEA estima que en fosfatos habría unos 22 millones de toneladas, mientras que en el agua del mar existirían 4000 millones de toneladas.

Estas últimas están muy alejadas de lo que técnicamente es posible recuperar en un futuro. Dada la concentración de uranio en el mar²⁹ (unos $3\text{mg}/\text{m}^3$) aún recolectando con una máquina 100% eficiente como un reactor de 1GW quema más de $5\text{grU}/\text{segundo}$ ³⁰, significaría tener que filtrar para

²⁹ 4000 millones de toneladas en 1300 millones de kilómetros cúbicos de mar

³⁰ Suponiendo que el reactor funciona el 100% del tiempo, si 370GWe instalados han consumido 67000 toneladas, esta hipotética central quemaría 18 toneladas al año o $5,75\text{gr}/\text{segundo}$

él unos 2000m³/segundo de agua marina³¹. Hoy pues este tipo de fuentes energéticas suenan a ciencia ficción y no las vamos a tener en cuenta.

La extracción acumulada es de 2,3·10⁶toneladas [WEC2007].

Así pues las reservas totales recuperables de Uranio serían:

URR_{mín.} = 6,9·10⁶toneladas (65Gtoe³²) ([Nakicenovic1998] cita 74Gtoe)

URR_{máx.} = 15·10⁶toneladas (140Gtoe) ([Nakicenovic1998] cita 275Gtoe)

Comparado con las reservas de los otros combustibles fósiles, estas reservas son pequeñas.

Otro factor importante es la TRE del uranio, se considera [EWG2006, Storm2006] que por debajo de una concentración en minas del óxido de uranio (U₃O₈) del 0,01% la energía requerida para “mover” el ciclo de vida del uranio es mayor que la que este produce útil en la central nuclear. Puesto que primero se explotan las minas de mayor concentración (~ uranio barato), en un futuro es esperable que las concentraciones de uranio en minas explotadas vaya disminuyendo, con él la TRE de esta energía, y con ellos las reservas efectivas últimas³³.

4.1.1.c. Resumen de los recursos de energías no renovables

En la siguiente tabla se dan los recursos calculados anteriormente para el petróleo, gas natural, carbón y uranio:

³¹ Compárese con el flujo total de todos los ríos españoles que es de 3200m³/s, o si se quiere, las centrales nucleares actuales usarían cuatro veces más agua de mar que el conjunto de las necesidades actuales de agua dulce de la humanidad.

³² En la actualidad hay unos 370Gw electricos instalados que producen unos 2770Tw-h (2005) a partir de 67000toneladas de Uranio. Es decir, que una tonelada de uranio produce unos 9400toe útiles o unos 28000toe caloríficos.

³³ Por ejemplo, Australia, el país con mayores reservas y recursos del mundo, tiene el 90% de sus recursos y reservas con una concentración menor del 0,06%. Con concentraciones del 1% se pierde tan solo un 2% de la energía útil, con un 0.05% se pierde por el camino el 15% de la energía útil, con concentraciones del 0,015% (la media de concentración en Australia) se pierde el 50% [EWG2006]. Por debajo de 0,01% no se deberían considerar minas explotables, pues el gasto energético sólo para extraer el uranio sería mayor que el que produciría (EROEI < 1); además la electricidad producida resultaría carísima [Storm1985].

Combustible	Extracción acumulada		URR	
Petróleo convencional	150Gtoe	$6,3 \cdot 10^{21} \text{J}$	300Gtoe	$12,6 \cdot 10^{21} \text{J}$
Petróleo no convencional	<5Gtoe		>600Gtoe?	$>25 \cdot 10^{21} \text{J}$
Gas natural convencional	75Gtoe	$3,2 \cdot 10^{21} \text{J}$	230Gtoe	$9,7 \cdot 10^{21} \text{J}$
Gas natural no convencional	<5Gtoe		50Gtoe?	$2,1 \cdot 10^{21} \text{J}$
Carbón mínimo	160Gtoe	$6,7 \cdot 10^{21} \text{J}$	500Gtoe	$21 \cdot 10^{21} \text{J}$
Carbón máximo			1600Gtoe	$67 \cdot 10^{21} \text{J}$
Uranio mínimo	64Gtoe	$2,7 \cdot 10^{21} \text{J}$	195Gtoe	$8,2 \cdot 10^{21} \text{J}$
Uranio máximo			420Gtoe	$18 \cdot 10^{21} \text{J}$

Tabla 4.2. Se refleja la extracción acumulada (2005) aproximada en Gigatoneladas equivalentes de petróleo y en Julios y la URR (recursos extraíbles últimos). En todos los casos la energía es calorífica, no la útil, que hay que multiplicar por la eficiencia de la aplicación energética correspondiente (e.g. para la nuclear la electricidad generada es un tercio de la que hemos reflejado en la tabla, quemar carbón o petróleo para producir calor es en cambio un 100% eficiente y menor si lo que buscamos es producir electricidad: un tercio para el carbón, 50% si quemamos gas natural). En el caso del gas natural no convencional no tenemos en cuenta el gas sintético proveniente del carbón (unos 125Gtoe según estimaciones elevadas del [WEC2007]).

En la siguiente figura se dan los valores de los distintos recursos excluyendo los valores especulativos y las transferencias de unas formas a otras de combustibles:

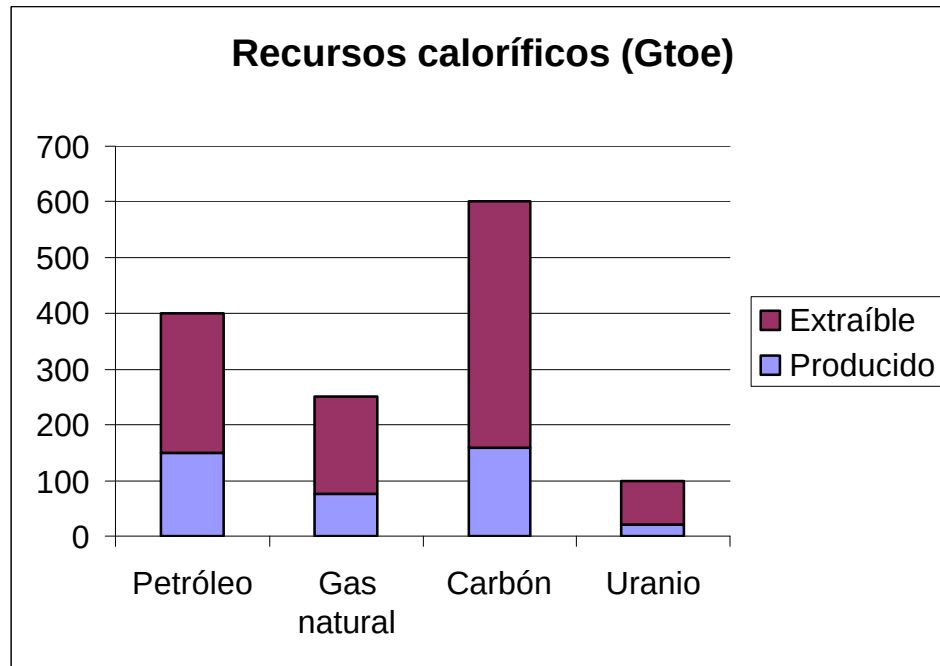


Fig. 4.2. Estimación propia a partir de la tabla 1.2 y el texto. El petróleo y el gas natural incluyen parte de los no convencionales. La suma “extraíble” más “producido” es la URR. Para el uranio es energía eléctrica, no calorífica.

4.1.1.d. Recursos de energías renovables

4.1.1.d.1. Biocombustibles

La energía que se usa de la biomasa supone unos 54EJ/año ($54 \cdot 10^{18} \text{J} \cdot \text{año}^{-1}$), de las cuales 30EJ corresponderían a la energía contenida en la alimentación y 24EJ a la bioenergía que se emplea como tal. La mayor parte de ésta última (18EJ) se utiliza para extraer calor de la quema de leña. Tan sólo una pequeña parte es usada hoy como fuente de biocombustibles líquidos (<2EJ). En el sector transporte, los biocombustibles hicieron recorrer solo el 0,6% de los kilómetros recorridos a escala mundial.

Para ponerlo en contexto, el consumo de energía anual mundial es de unos 430EJ de los cuales 160EJ proceden del petróleo, unos 100EJ se consumieron en el sector transporte y unos 75EJ lo

hicieron en el sector alimenticio (por supuesto, de la energía que va para la alimentación, una parte coincide con la que se utiliza para el transporte). [WWI2007, WEC2007].

En cuanto a este trabajo, dentro de la bioenergía interesa principalmente la proveniente de los biocombustibles por entrar en competencia con los combustibles líquidos de origen fósil.

Así pues, se tratará de conocer el flujo de energía anual que podríamos llegar a utilizar.

Quizás el principal factor limitante a medio (2030) o a largo plazo (2050) es la cantidad de tierras de cultivo que seamos capaces de destinar a los biocombustibles. Aunque la biomasa es un recurso renovable, la tierra es en cambio un recurso finito y en la práctica no renovable, ya que se necesitan siglos para que los procesos naturales generen tierra fértil tras su pérdida [Adams1990].

Las estimaciones de cuánta bioenergía podríamos obtener de la biomasa terrestre en un futuro varían en órdenes de magnitud según los autores: entre 40 y 1100EJ; con una posible expansión de tierras para esta biomasa de entre 0 y $4000 \cdot 10^6$ Ha [WWI2007].

Las tierras usadas en la actualidad para agricultura son de aproximadamente $1500 \cdot 10^6$ Ha.

Esto significa que las perspectivas pesimistas y optimistas son tremendamente diferentes.

A lo largo de la tesis se razonó en el capítulo de metodología que se trabajaría con una perspectiva pesimista razonable cuando se tengan dudas.

Parece razonable que cualquier estudio que quiera contemplar de forma realista el potencial de tierras para la bioenergía debería analizar y realimentar la competencia por la tierra de todos los siguientes “usos”:

- I. Conservación de la biodiversidad y tierras protegidas por las leyes actuales.
- II. Tasa histórica (y previsible) de erosión, desertización y degradación de las tierras por el uso humano.
- III. Expansión de cultivos previsible y posible para la alimentación humana y animal.
- IV. Expansión de tierras para cultivos no alimentarios.
- V. Expansión de la urbanización.

- VI. Cambios por el Cambio Climático, pérdidas de biodiversidad etc.
- VII. Cambios de las tierras de regadío y competencia por el agua.
- VIII. Expansión de los cultivos bioenergéticos.

Parece lógico que con tantas variables, el tema conduzca a perspectivas muy diferentes. Pero si tratamos de analizar todos los usos simultáneamente, quizás parezca razonable porque es más realista la perspectiva pesimista que aquí se propone.

I. Biodiversidad

La tendencia creciente a la protección de tierras para la conservación de la biodiversidad implica limitaciones a la expansión de tierras para otros usos. En especial la protección de zonas boscosas aspira no sólo a conservar la biodiversidad, sino también a frenar la deforestación (y en algunos casos a generar beneficios económicos a través del llamado turismo ecológico). En 1970 había menos de 400 millones de hectáreas protegidas en el mundo, aumentando a algo más de 1600 millones en el año 2003 [Chape2005], de las cuales algo más de la mitad serían terrenos cultivables (unos 900 millones). Aunque se observa ya una tendencia de tasa de crecimiento ya decreciente, un ajuste a la curva experimental nos llevaría a superar las 2000 millones de hectáreas protegidas en las próximas dos décadas (quizás más de 200 millones de hectáreas nuevas protegidas que se podrían utilizar para cultivos se destinen a la protección de la biodiversidad³⁴).

Sin embargo, esta tendencia puede cambiar precisamente por la presión y demanda de otros usos: en Brasil, por ejemplo, la propia expansión de los biocultivos está presionando los bosques tropicales, zonas húmedas y sabana –ésta en el estado de Cerrado-, todos ellos con elevada biodiversidad (WWI2007).

³⁴ La Convención sobre Biodiversidad, la IUCN, WWF son agentes internacionales que presionan para que los gobiernos aumenten aún más las áreas protegidas y sobre todo, que las que hay ahora lo sean de una forma efectiva. El objetivo en 2004 (COP7) era añadir al menos otros 75 millones de hectáreas que de otra forma serían aptas para el cultivo en un futuro a corto plazo.

La solución futura y sus consecuencias, son inquietantes, pues muy posiblemente la conservación de la biodiversidad sea un factor imprescindible para la propia supervivencia humana [Castro2004] de tal forma que este objetivo solo, podría ser suficiente –debería serlo- para frenar ostensiblemente cualquier otra “competencia” y uso expansivo de las tierras.

II. Pérdidas por degradación de tierras.

Entre 1955 y 1994 se abandonaron por algún tipo de degradación unas 430 millones de hectáreas [FAO2000] con una tendencia a perderse de unos 10 millones al año.

Según algunos autores, desde la prehistoria hasta la actualidad [Pimentel2006] habríamos perdido algo más de la cuarta parte del carbono orgánico de los suelos del mundo (con consecuencias en la fertilidad y en el clima) y perderíamos anualmente entre un 0,2 y un 0,7% de suelo orgánico [Pimentel1993, 1995, 1997].

En cuanto a las proyecciones, si perdemos 10 millones de Ha/año, desde 1995 hasta el 2030 perderíamos otros 350 millones. A una tasa del 0,7% de tierras (suelos) perdida anual, en los próximos 25 años podríamos perder 300 millones de Ha. (esto con las tendencias de las últimas décadas, el futuro puede ser mejor si gestionamos bien, o peor si el cambio climático, la escasez de agua y otros factores negativos se añadieran a la ineficacia humana).

III. Expansión de tierras para la alimentación.

Las tierras cultivadas no han variado mucho en extensión en las últimas décadas [FAO2000] –la degradación se ha suplido con nuevas tierras provenientes casi siempre de la deforestación, que en general además da buenos rendimientos los primeros años-. Muchos autores prevén la necesidad de extender el área dedicada a los cultivos y pastos para la alimentación humana futura.

La llamada Revolución Verde, permitió, a partir del uso masivo de maquinaria, fertilizantes, pesticidas y regadío, mantener el crecimiento de la extracción al ritmo del crecimiento de la demanda durante el siglo XX.

Sin embargo, en casi todas partes, este crecimiento de la productividad tiende a disminuir con el tiempo, dada la ley de los rendimientos decrecientes de los fertilizantes y pesticidas y al acercamiento a la productividad fotosintética máxima teórica de los cultivos.

Entre 1980-2000 la productividad mundial creció a un ritmo medio del 1,2% anual, pero se espera que en los próximos 50 años vaya descendiendo hasta un crecimiento del 0,5% anual.

En la actualidad el crecimiento de la población supera ligeramente el 1% anual, y aunque esta tasa está también decreciendo, se espera que muy pronto supere a la tasa de crecimiento de la productividad de la tierra.

Además, la demanda de comida crece más rápidamente que la población a medida que más gente de los países de crecimiento económico rápido adoptan dietas más carnívoras –menos eficientes desde el punto de vista energético y productivo-, que suponen que cada vez más producción agrícola se dedique a la alimentación animal [WWI2007].

Sumando ambos factores la demanda crecería al 1,5% anual en las próximas décadas –si no hubiera graves recesiones económicas-.

Según estos cálculos, para el 2030 se deberán añadir otras 400-500 millones de hectáreas más. La tasa actual de esta deforestación es de 12 millones de Ha/año que en general se destina primero a pastos o cultivos y luego a cultivos. Aunque este promedio disminuya un 20%, a una tasa de 10 millones de Ha/año, esto supondría 250 millones para el 2030 y 450 millones de hectáreas para el 2050.

IV y V. Expansión de tierras para otros usos y urbanización

En el caso de los usos no alimentarios: bioconstrucción, café, tabaco, algodón, drogas, etc., como hipótesis supondremos que aumentarán al mismo ritmo que la demanda de alimentos. En buena medida están, de hecho, ya contados en los cálculos anteriores, aunque no los usos de bosques.

En cuanto a la urbanización (ciudades, industrias, minas, carreteras, vertederos, campos de golf, pantanos...), ésta está creciendo a un ritmo más alto aún que la demanda de alimentos. En la actualidad hay más de 200 millones de hectáreas urbanizadas en el mundo (según los cálculos de [LPR2006]³⁵) creciendo a un ritmo de casi el 3% anual (muy superior al de la población). Si esta tasa de expansión persistiera para el 2030, se duplicaría el área urbanizada total del mundo.

La mayor parte de esta expansión se hace a costa de tierras cultivables [LPR2006].

VI. Competencia por el agua y tierras de regadío

De nuevo, como en el caso de la biodiversidad, estamos ante un problema muy grave para grandes regiones del mundo en las próximas décadas³⁶. La mayor parte del agua que se consume es para usos agrícolas, así pues si hay escasez de agua, menos tierras podrán “alimentarse” de regadío y su productividad podría bajar; disminuyendo la extensión efectiva (o real si se abandonan) de las tierras cultivadas del mundo. Aproximadamente el 40% de la producción proviene de las tierras irrigadas, cuando estas ocupan un 17% (la mitad del crecimiento de los rendimientos agrícolas en las décadas de 1960 a la de 1980 se debieron al aumento de la extensión de las tierras de regadío: a una tasa del 2% anual [WWI2007]. Esta tasa de crecimiento en las tierras de regadío es probable que tenga que reducirse dada la escasez de agua que el mundo puede sufrir ya en 2025. Así, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, en su informe [HDR2006], prevé que la

³⁵ El [LPR2006] dando datos para 2003 da el área urbanizada (built-up) en 480 millones de hectáreas “globales”, para este caso, en cuanto a hectáreas reales hay que dividir entre 2.21, por la especial metodología empleada aquí, es decir 217 millones de hectáreas.

³⁶ Ver [HDR2006]: Over the next few decades many developing countries face the prospect of intensified competition for water. Population growth, rising incomes, changing dietary patterns, urbanization and industrial development will increase demand for what is essentially a fixed supply of water. Pag. 173. Parecido al problema de las tierras que estamos viendo ahora.

población que dispondrá de menos de 1700m³ per cápita de agua al año (estrés hídrico) puede pasar de los actuales 1000 millones a más de 3500 millones y que la población con menos de 1000m³ (escasez de agua) pasará de 200 millones a más de 600 millones de personas.

VII. Cambio climático y otros problemas ambientales

El cambio climático probablemente perjudicará a largo plazo a la productividad de las tierras y generará cambios en la extensión de suelos aptos para el cultivo [IPCC2007]. Desde un punto de vista ecológico, al ser un cambio muy brusco, los efectos negativos en las próximas décadas superarán con creces a los posibles efectos positivos (como el de fertilidad del CO₂).

Desde una perspectiva optimista, basada en experimentos de laboratorio o de campo controlados, los efectos positivos pueden compensar, en algunas regiones especialmente de latitudes medias y altas, los efectos negativos.

Sin embargo, algunos estudios de los efectos ya medidos en campos de cultivos y regiones amplias, apuntan en la dirección contraria. Así, un cambio de 1°C en la temperatura entre 1979 y 2003 se asoció a una pérdida del 10% en la producción de arroz en Asia [Peng2004]; otro estudio en Estados Unidos entre 1982 y 1998 concluyó que un incremento de 1°C implicó una pérdida del 17% de la productividad en maíz y soja [Lobell2003]. Cuando es inevitable [IPCC2007] ya un incremento de 1°C más en el promedio mundial en las tierras emergidas para las próximas décadas, podíamos estar hablando de un “pérdida” neta equivalente a más de 150 millones de hectáreas.

Además, uno de los cambios esperados es un incremento de la variabilidad climática (épocas de sequía seguidas de inundaciones, frío seguido de calor, etc.) que siempre tiende a perjudicar a medio plazo la productividad agrícola.

Además, habría que añadir las pérdidas por catástrofes asociadas con el cambio climático y otras distorsiones, como incremento de la intensidad y número de huracanes, elevación del mar, incremento en la extensión de las plagas, incremento de las tormentas de arena, de las

inundaciones y las sequías, de los fuegos forestales, etc. Todos ellos con influencia en la extensión y la productividad de las tierras, la mayoría de las veces, negativas [IPCC2007].

VIII. Expansión de cultivos bioenergéticos

Tras lo anterior parece ilógico pensar que los cultivos bioenergéticos y concretamente los dedicados a los biocombustibles, puedan aumentar mucho.

Para [Pimentel1999], no más de 500 millones de hectáreas son expandibles en la actualidad, insuficiente incluso para cubrir la demanda de los puntos 2 y 3 de las próximas décadas.

El [WWI2007] en una perspectiva más bien optimista estima en 150 millones de hectáreas el área que se podría destinar al etanol³⁷, sin tener que deforestar o ir en contra del punto 1 (biodiversidad).

Para [Fischer2000] la posible expansión de tierras para cultivo sería de unos 550 millones de hectáreas en los países en desarrollo, y si incluimos las zonas de bosques y humedales aptas, ascendería a algo más de 1000 millones. Si sumamos otros 100 millones de hectáreas de las que no se están usando en los países industrializados, hablaríamos de menos de 650 millones de hectáreas sin pérdida de biodiversidad importante y de unas 1700 millones a partir de la deforestación, principalmente en el Tercer Mundo.

En éste último caso, cubrir la demanda esperada de la futura degradación (350 millones de hectáreas), de la alimentación (400 millones de hectáreas), de usos no alimentarios (100 millones de hectáreas), de urbanización (200 millones de hectáreas) y de bioenergía no combustible (150 millones de hectáreas³⁸), requeriría más de 1200 millones de hectáreas, dejando unos 500 millones de hectáreas para biocombustibles.

³⁷ compárese con los 150 millones que se usan para el arroz y los 214 millones para trigo

³⁸ A 200GJ/ha, 30EJ más de energía supondrían 150 millones de hectáreas más dedicadas a este uso, con una buena gestión

Esto partiendo de una perspectiva doblemente optimista, por considerar 1700 millones de hectáreas de expansión posible (a costa de la biodiversidad, bosques tropicales y espacios ya protegidos) y por ignorar el cambio climático, los problemas de sobre uso de agua, etc.

En un mundo más realista, aún la extensión de 150 millones de hectáreas para biocultivos darían, con la productividad actual, para unos 10EJ de energía en forma de biocombustibles, un potencial del 10% del consumo actual para el transporte³⁹.

Si se toma este dato como referencia y si tenemos en cuenta que en 2005 la producción de biocombustibles fue de aproximadamente 1,4EJ, significaría que habría que multiplicar por 7 la producción de 2005. Si quisiéramos llegar a este resultado de aquí al 2030 (algo que pretende superar incluso la UE para su demanda interna para el 2020 o Estados Unidos, con pretensiones de multiplicar su producción de biocombustibles por más de 7 para el 2017 [Grude2007]), la expansión anual debería ser del 8,5%⁴⁰.

En cualquier caso, esta expansión futura de los biocombustibles se haría principalmente en países tropicales, aunque sea solo por un problema de eficiencia energética, ya que la producción de etanol en Brasil por hectárea es más del doble que la de Estados Unidos (y esto a pesar de una mayor aportación en Estados Unidos de insumos como maquinaria, fertilizantes, etc.) y la producción de biodiesel por hectárea extraída de palma en un país tropical es incluso cinco veces superior a la que se extrae en Europa.

Además, se necesitaría la producción de energía fósil equivalente a unos 2 barriles de petróleo por hectárea (0,3Gbarriles al año o 2EJ de energía fósil para 150 millones de hectáreas de biocultivos) y obtener unos 10EJ, lo que supondría una TRE = 5, lo que depende sobre todo de dónde se cultive: la TRE de energía fósil es de unos 8 para zonas tropicales, frente a menos de 3 para algunos

³⁹ Y si se confía en el futuro y que la productividad aumente por hectárea, entonces piénsese también que la demanda de combustibles líquidos para transporte está creciendo también, y a una tasa bastante superior. En el caso de Estados Unidos, una producción tan alta de biocombustibles requiere expansión a zonas donde la productividad es menor que la que se tiene ahora [Grude2007]

⁴⁰ En los últimos años la expansión de hecho ha sido de más de un 15% anual, un ritmo que requeriría unos 600 millones de hectáreas en 2030.

cultivos en Estados Unidos y la Unión Europea según [WWI2008], pero [Carpintero2007 y Pimentel2009] contestan estos cálculos y los sitúan en una TRE mucho menores, incluso por debajo de 1.

Aunque la eficiencia en la productividad de las tierras aumente con el tiempo, la TRE difícilmente aumentará mucho, pues estos aumentos se obtendrán básicamente a partir del incremento del uso de fertilizantes y pesticidas –que necesitan mucha energía fósil para su fabricación–.

Además, si el incremento de la producción se desvía a los países tropicales las necesidades de transporte del biocombustible a largas distancias aumentarán, pues los principales países consumidores estarán en países no tropicales.

Otros aspectos energéticos y sociales hay pues que tener en cuenta para analizar la futura expansión de los biocombustibles. Dedicar la biomasa para producir electricidad puede reportar unos 200GJ/ha y para etanol o biodiesel unos 30-60GJ/ha (75GJ/ha se han utilizado en nuestros cálculos), con lo cual, en un contexto de competencia energética a medio plazo, puede tener más sentido destinar los combustibles fósiles líquidos a la electricidad o al calor que al uso para el transporte.

Además, destinar terrenos de cultivo para “alimentar” un coche es controvertido en un mundo en el que el mismo terreno puede alimentar a 4 o 5 personas.

De hecho, la controversia está ya de actualidad en la prensa (El País⁴¹ 14-1-2008) donde los organismos internacionales prevén un cambio de tendencia probable en el número de personas malnutridas. La causa, la escalada de precios de los alimentos. A su vez, la causa de esta escalada es doble: la competencia de los biocombustibles y el aumento del precio del petróleo; de forma indirecta, haciendo que los biocombustibles sean competitivos frente a la gasolina. De forma directa, porque la agricultura actual se “alimenta” también de petróleo y gas natural.

⁴¹ Dice textualmente: los alimentos convertibles en energía van a seguir subiendo de precio y los agricultores van a aumentar este tipo de cosechas en detrimento de otras que *simplemente* sirven para alimentar. La FAO, la OCDE, el Instituto de Investigación de Políticas para la Agricultura y la Alimentación (FAPRI, en sus siglas en inglés), el Banco Mundial, *The Economist*... Todos coinciden: los precios continuarán subiendo con toda seguridad hasta 2010. Algunos se atreven incluso a alargar la serie como mínimo hasta 2020.

Entre 1995 y el 2005 el crecimiento de la producción de grano en el mundo fue de unos 21 millones de toneladas al año. La producción de grano destinada en el año 2007 al etanol creció en 27 millones de toneladas. Si el 80% de las destilerías en construcción a finales de 2007 se completaran a finales de 2008, demandarían 114 millones de toneladas de grano (el 28% de toda la producción de Estados Unidos). A 50\$ el barril de petróleo es económicamente más rentable para los agricultores vender grano para una destilería de etanol que tiene subsidios que para la alimentación. A 100\$ el barril es económicamente más rentable incluso sin subsidios. A 140\$ el barril los productores de etanol podrían comprar el grano al doble de precio que los que lo compran para la alimentación [Brown2007, 2008]. Si tenemos en cuenta que Estados Unidos es el principal exportador de grano del mundo, el problema parece evidente.

Quizás, después de todo lo dicho, lo más realista sea pensar que ni siquiera 150 millones de hectáreas se destinarán en 2030 para biocombustibles...

4.1.1.d.2. Biomasa e hidroelectricidad

La demanda de biomasa y de hidroelectricidad muy probablemente siga aumentando en consonancia con el crecimiento de la población. Dado que la biomasa sigue siendo la fuente energética principal de la humanidad en términos de número de usuarios (principalmente de los países empobrecidos) y dado que el aumento de la población se espera que tenga lugar casi todo él en estos países, parece razonable esperar un aumento de la demanda de biomasa proporcional a la población mundial. Sin embargo, esta hipótesis no necesariamente tendría que ocurrir puesto que la tensión a la que la humanidad está sometiendo a los ecosistemas naturales y las distintas competencias ya señaladas anteriormente de la bioenergía, hacen intuir que queda poco margen de

aumento [Castro2004], es decir, que es posible que a medio plazo no pueda crecer este uso al ritmo de la población humana.

En sentido parecido, la hidroelectricidad puede ver restringido su potencial por factores de competencia por el uso del agua que se prevén muy elevados en las próximas décadas [HDR2006, Castro2004] y aunque su potencial técnico es aún grande en determinadas regiones de países empobrecidos, muy probablemente el límite de su explotación pueda ser muy inferior a ese potencial.

4.1.1.d.3. Resto de renovables y otras fuentes de energía

El crecimiento del resto de energías renovables (solar térmica y fotovoltaica y eólica principalmente) es explosivo. Tasas de crecimiento superiores al 20% anual han sido comunes recientemente:

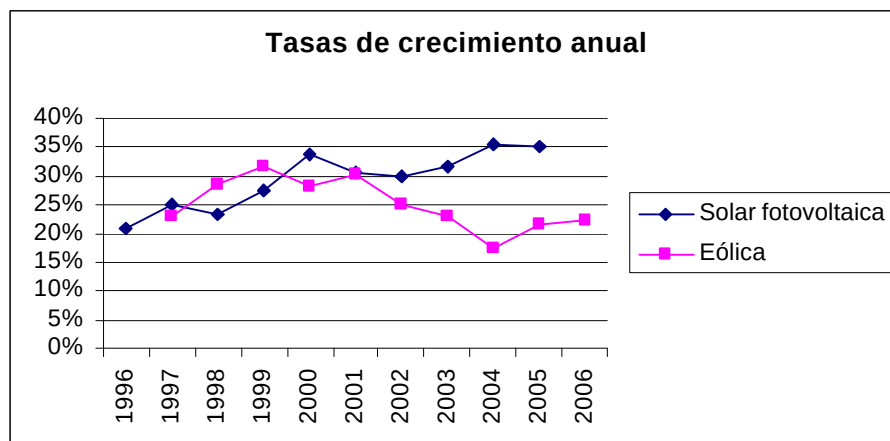


Figura 4.3. Tasas de crecimiento anuales mundiales de la capacidad añadida. Datos de [BP2007]

Obviamente, estos crecimientos no son sostenibles a medio plazo, sin embargo, pueden convertir a las energías renovables en un ingrediente importante en el “mix” energético del futuro.

Por otro lado, la posible crisis energética derivada de los combustibles fósiles, puede ser un acicate o una traba para la expansión de este tipo de energías. Si, como se tratará de mostrar a lo largo de todo este trabajo, el mundo a medio o largo plazo va a ser muy diferente al panorama dibujado por las agencias internacionales que se han ido citando a lo largo de este capítulo, entonces, el desarrollo de las energías renovables, y también del ahorro energético, se verá fuertemente realimentado por esos cambios.

Así, si hay una fuerte crisis económica derivada de las crisis energética y ambiental, las energías renovables pueden verse afectadas negativamente en el sentido de que menos inversión se llevaría a cabo. En primer lugar, porque el desarrollo de las energías renovables se está apoyando en un desarrollo económico asentado en el crecimiento del uso de combustibles fósiles: se necesita mucha energía para fabricar las células fotovoltaicas, energía que hoy viene de un “mix” energético contaminante y producido por energías fósiles. Se necesita transportar los paneles fotovoltaicos y molinos eólicos, a menudo abriendo nuevas vías de transporte para acceder a ellos (camino y carreteras que se prolongan en montes donde se sitúan los parques eólicos, por ejemplo).

En segundo lugar, porque la tendencia observada en la última década (y proyectada para las próximas) es a que los parques eólicos y fotovoltaicos sean de gran tamaño, con unidades cada vez mayores y conectadas a la red eléctrica. Por ejemplo, en 2005 la energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica creció en un 55%, frente a un 15% para la aislada de la red [RE2006]. La evolución de los aerogeneradores eléctricos es hacia un incremento cada vez mayor del tamaño y potencia. Es decir, existe una tendencia hacia un modelo económico de gran escala, centralizado, y por tanto, más dependiente del funcionamiento de la macroeconomía y de mayor impacto ambiental, por tanto probablemente más débil ante recesiones o crisis económicas mundiales.

Por otro lado, las crisis energéticas y ambientales estimularán la entrada de fuentes energéticas alternativas. Frente al problema del cambio climático, tanto las energías renovables como la energía nuclear son objeto de atención. Ante un encarecimiento de los combustibles fósiles líquidos, otras

energías pueden ser relativamente más rentables económicamente (lo mismo pasaría con la búsqueda del ahorro energético).

Intuitivamente se puede imaginar una continuación del crecimiento explosivo de este tipo de energías mientras no exista una recesión económica o energética a escala global. Después, si existiera un colapso de la energía y/o economía a escala mundial, sin duda existiría un colapso del resto de las energías, incluidas las renovables, quizás mucho antes de que éstas pudieran evitarlo pues, dada la escasa potencia instalada en la actualidad respecto a la energía consumida proveniente de petróleo y gas natural, se necesitan varias décadas de crecimiento exponencial para que puedan ser suficientemente significativas. Otras tecnologías alternativas, hoy en desarrollo, como coches eléctricos con combustible de hidrógeno, tardarían también décadas en tener una presencia sustitutiva de los medios de transporte actuales.

A la hora de buscar alternativas a la forma de consumo de energía actual, hay que tener en cuenta, no solamente los potenciales técnicos, sino factores económicos, políticos y sociales, que en general hacen que estos sistemas tengan inercias medidas en décadas para la implantación realista y mayoritaria de nueva tecnologías.

En cuanto al conjunto de energías renovables, el potencial técnico lo estima [Zerta2008] en unos 100Gtoe/año, que se considerará aquí como límite optimista.

Puesto que algunos escenarios se van a llevar hasta el año 2100 con idea de compararlos con los escenarios de emisiones del IPCC, es posible que otro tipo de energías no contempladas hasta ahora puedan formar parte del mix energético del futuro; la fusión nuclear, los reactores de fisión nuclear rápidos, las corrientes oceánicas u otras fuentes energéticas aún no imaginadas (en 1900 nadie imaginaba la energía nuclear porque la física que la fundamenta estaba empezando a crearse) podrían tener un papel importante en las últimas décadas del siglo XXI.

En los escenarios que contemplan todo el siglo XXI se usará estas energías bajo la idea de que permitan en las últimas décadas del siglo XXI un crecimiento continuo de la energía global utilizada por la humanidad. La razón para hacer esto es no tener que variar las hipótesis de nuestros modelos y que mantengan su coherencia interna. En ningún caso tienen otra razón y mucho menos pretenderán predecir cómo será el consumo energético a finales de este siglo ni su relación con la economía y la sociedad. Se utilizará como herramienta comparativa con modelos que proyectan a tan largo plazo, como los del IPCC.

4.1.2. Teorías del pico del petróleo y otros picos

4.1.2.a. Teoría de Hubbert

King Hubbert fue un geofísico estadounidense que trabajó como tal en el laboratorio de investigación de la compañía Shell entre 1943 y 1964, y desde entonces, hasta 1976, como experto del USGS americano.

En 1956 publica un artículo [Hubbert1956] sobre el futuro de la extracción de los combustibles fósiles que marca un hito en la discusión sobre su impacto en la sociedad humana.

En la introducción compara la exploración de combustibles fósiles con la geográfica, consciente, quizás por primera vez, de la finitud de nuestro planeta en cuanto a la expansión del uso de recursos finitos, abriendo ya un camino a lo que luego sería el concepto de los “límites al crecimiento” [Meadows1972, Castro2001, 2004]. Consciente también de que históricamente, somos de las pocas generaciones humanas que van a producir combustibles fósiles (...[fossils] produced during the next few thousand of years will be inconsequential).

Señala en este artículo que para predecir la extracción futura de los combustibles es esencial que se haga la mejor estimación posible de las reservas recuperables últimas (la URR).

Y a partir de las mejores estimaciones de la época, se embarca en modelar cual será el futuro de la extracción de carbón, petróleo y gas natural para Estados Unidos y el resto del mundo.

Su teoría, conocida hoy como teoría de Hubbert o del pico del petróleo, se basa en la observación de que la pendiente del logaritmo de la extracción anual histórica de los combustibles fósiles tiende a ir descendiendo, hacia una curva que ajusta bastante bien a una parábola (con forma de “U” invertida), de tal forma que en algún momento del futuro, la tasa de variación de la extracción se hace negativa (es decir, será un decrecimiento), y por tanto, indicará un descenso en la extracción tras un máximo (el “pico”). Como experto en la exploración y extracción de pozos de petróleo, se da

cuenta de que el perfil de extracción de cualquier pozo tiende a repetir siempre el mismo patrón, primero hay una fase de crecimiento de la extracción anual, para luego llegar a una extracción más o menos constante y, si no se cambia la técnica de explotación, más adelante la extracción va disminuyendo paulatinamente. El punto esencial aquí, es que el ritmo de extracción no se anula “de la noche a la mañana”, sino que desciende mucho más lentamente (aunque el descenso en otros términos pueda parecer rápido).

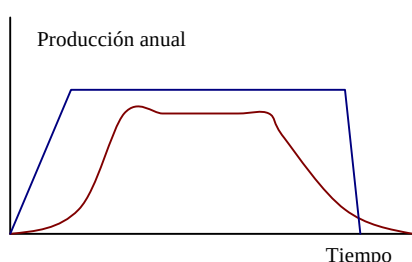


Figura 4.4. Extracción anual realista de un pozo de petróleo (curva granate) y de un pozo idealizado (curva azul) tal y como sugiere el concepto R/P (reservas/producción⁴²) (derecha).

Hubbert se da cuenta también de que la extracción de un conjunto elevado de pozos (tal como el de una región como su Texas natal) termina siendo la suma de ellos con curvas como la granate de la figura anterior (4.4), de tal forma que el resultado final es un perfil de forma aproximadamente de campana de Gauss⁴³ o curva logística. Esta observación extrapolada a Estados Unidos o al mundo y para el resto de combustibles sería la hipótesis esencial de su teoría.

Por otro lado, la observación de que la tasa de descubrimientos de nuevos pozos tiende a disminuir (como lo hacen los descubrimientos geográficos en su presente) le lleva a lanzar una segunda

⁴² En muchas ocasiones se da el dato R/P en años, por ejemplo, R/P para el petróleo son 40 años, sugiriéndose que el petróleo no se va a agotar hasta dentro de 40 años. Sin embargo, esto no es realista ni importante, lo que lo es, es cuándo empezará a disminuir la producción y a qué tasa lo hará.

⁴³ Este tipo de curva también se deriva del hecho de que el logaritmo de la tasa de variación de la producción sea una parábola: $\ln(dP/dt) = at^2 + bt + c$? $P = \exp(a't^2 + b't + c')$

hipótesis: la probabilidad de descubrir petróleo es directamente proporcional a la fracción de petróleo no descubierto. Puesto que el petróleo es un recurso finito y no renovable a escala humana, esto conduce a que la cantidad de descubrimientos tiene que llegar un momento en que empiece a disminuir, hasta que se haga despreciable.

Podríamos decir que en su modelo hay una tercera hipótesis no hecha explícita: la extracción no va a ser restringida por la oferta o la demanda (sin catástrofes económicas, o crisis políticas, etc.). No previó, ni era su tarea, las crisis de petróleo de 1973 y 1979, que restringió profundamente la demanda, ni la caída del bloque soviético a principios de la década de los 90, etc.

A pesar de que manejaba datos de principios de la década de 1950, muchas de sus previsiones fueron correctas. La más conocida de sus predicciones fue que la extracción de petróleo crudo en Estados Unidos tocaría techo a finales de la década de los 60 o comienzos de los 70. El hecho de que a mediados de los 70 las instituciones norteamericanas reconocieran que la extracción de petróleo tuvo su máximo en 1970-71 hizo saltar a la fama a Hubbert.

Entre sus otras predicciones estaba que habría nuevos descubrimientos de petróleo en Estados Unidos que no cambiarían la fecha del pico, pero sí que harían que la pendiente de descenso en la extracción fuera más suave que la que él presentó en sus gráficas⁴⁴.

Remarcable fue su previsión de que quedaba muy poco tiempo para el máximo en la tasa de descubrimientos a escala global ("the time of declining rates of discovery has almost arrived"), periodo que llegó una década después de su aseveración, y confirmando de alguna manera su segunda hipótesis.

En cambio, su modelo para la extracción mundial de petróleo arrojaba un pico de extracción alrededor del año 2000, que no se cumplió por las restricciones a la demanda y por que sus estimaciones de la URR eran entonces de 1250Gbarriles (frente a los 2000Gbarriles que hemos

⁴⁴ Es muy significativo, que algunos críticos a Hubbert, tan tarde como en este siglo, señalen que su curva de producción de petróleo sea mucho más rápida que la realidad, cuando en el mismo artículo previó precisamente esto.

calculado aquí para el petróleo crudo). En una entrevista para la televisión⁴⁵ de 1976, sus gráficas en cambio presentaban ya una URR para el petróleo crudo de 2000Gbarriles y un pico en el año 1995. Preguntado por las posibles consecuencias de la crisis provocada por la OPEP en 1973 dijo que las restricciones a la demanda trasladarían el pico de la extracción aproximadamente una década (es decir, en el entorno del 2005). Lo que llama de nuevo la atención, pues autores actuales están diciendo lo mismo 30 años después.

También se considera fruto de la teoría, la hipótesis (sería la cuarta) de que las curvas de descubrimientos y de extracción son similares, siguiendo la segunda a la primera después de un salto en el tiempo de unos 30-40 años para el petróleo. Es decir, esto se podría traducir en el sentido de que la probabilidad de extracción sería también de alguna manera proporcional a la fracción de petróleo que resta por producir (reservas). Esta va a ser una de las hipótesis de trabajo más importantes. Explícitamente formulada así, no se ha encontrado en la literatura científica [Castro2009]. La justificación, a parte de lo intuitiva que pueda parecer, es precisamente que es análoga a la segunda hipótesis de la teoría de Hubbert.

En resumen, las observaciones de Hubbert serían:

1. La curva de extracción de un recurso fósil a gran escala sigue una curva gaussiana
2. La probabilidad de descubrir un recurso fósil es directamente proporcional a la fracción de petróleo no descubierto.
3. La extracción no debe ser restringida por la oferta o la demanda.
4. Las curvas de descubrimientos y de extracción son similares salvo un retardo temporal

⁴⁵ [//www.youtube.com/watch?v=lmV1voi41YY](http://www.youtube.com/watch?v=lmV1voi41YY) (visto el 3-2-2008)

4.1.2.a.1. Teoría de Hubbert aplicada a la extracción de petróleo de Estados Unidos

Para el caso del petróleo crudo y excluyendo Alaska y las aguas profundas, [Hubbert 1956] calcula la extracción de petróleo crudo en Estados Unidos suponiendo una URR de entre 150 y 200Gbarriles. En el caso de una URR de 200Gbarriles el pico se daría alrededor de 1970.

La ventaja de estudiar Estados Unidos es que se dispone de los datos de la extracción de petróleo desde mediados del siglo XIX, siendo un caso en el que la tecnología es muy madura. Además, actualmente el pico de la extracción se ha superado desde hace más de 30 años, lo que incluso permite, sin necesidad de conocer bien la URR, ajustar matemáticamente la curva de extracción (y a la inversa, a través de ella predecir la URR). Además, Estados Unidos importa petróleo desde hace décadas, lo que ha despertado inquietud política (sobre todo a raíz de las crisis de los años 70), con lo que tiene un fuerte estímulo (y la tecnología y economía necesarias) para “explotar” al máximo los descubrimientos y extracción nacional (es decir, que si no extrae más petróleo de sus pozos puede ser debido a factores geológicos propios de las hipótesis de Hubbert). Por último, las restricciones a la demanda han sido relativamente pequeñas, aunque no despreciables, pues se puede apreciar en la crisis económica de finales de la década de 1920.

En el estudio que hizo Hubbert, la extracción de Alaska aún no había comenzado, de tal forma que en nuestro estudio se puede excluir la extracción de Alaska (y también de aguas profundas); además, son geológicamente campos petrolíferos muy diferentes [Castro2009]. Como hemos dicho, Hubbert previó que la curva para la extracción total de Estados Unidos con Alaska seguiría teniendo un pico en las mismas fechas, pero que el perfil derecho sería de una caída más suave, rompiéndose la simetría de la curva.

Bajo estas condiciones, la realidad ajusta remarcablemente bien a sus previsiones altas. En la figura siguiente tenemos los datos actuales:

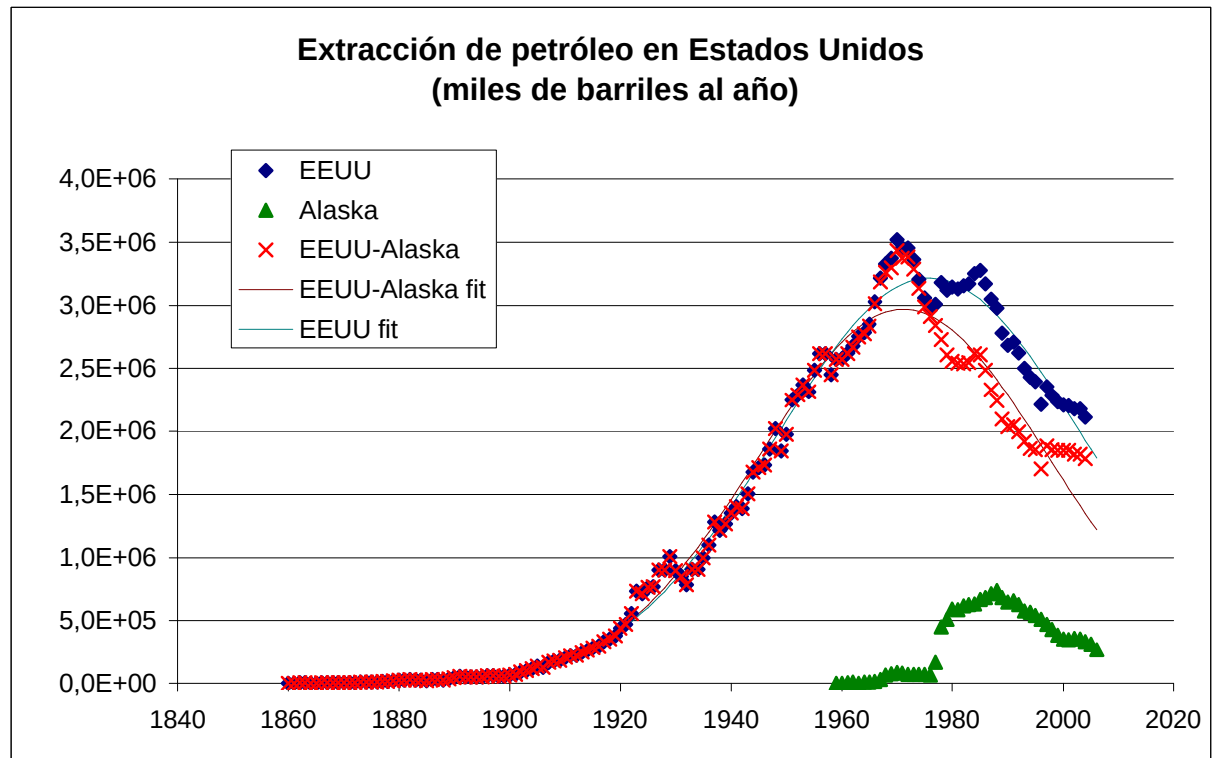


Figura 4.5. Extracción de petróleo en Estados Unidos (rombos azules), en Estados Unidos menos Alaska (cruces rojas) y los ajustes a gaussianas respectivos en azul claro y granate. Los triángulos verdes representan la extracción en Alaska. La ralentización del descenso en los últimos años se debe a la extensa extracción en aguas profundas, que en las estadísticas aparece asociada a los estados a los que pertenecen esas aguas marítimas. Elaboración propia a partir de www.hubbertpeak.com

En el trabajo de [Hubbert 1956] se aprecia que la curva que representa una URR de 200Gbarriles, da un máximo en 1970 de 3Gbarriles, descendiendo la extracción aproximadamente a la mitad (1,5Gbarriles) en el entorno del año 2000. En la figura 4.5 se observa, no solamente el buen ajuste de la realidad con la curva gaussiana, sino que efectivamente se vuelve a obtener un máximo prácticamente en la misma fecha (1971) en casi 3Gbarriles, con un descenso a la mitad en el entorno del año 2000. Es decir, las gaussianas coinciden. En su artículo, Hubbert no justifica como obtiene sus curvas, ni cuales son sus parámetros. De hecho, si los datos históricos que pudo manejar Hubbert los ajustáramos a una gaussiana, la curva tendría entonces un ajuste muy

diferente, con un pico en 1989 y una URR de 341Gbarriles. Es decir, que necesitaba la hipótesis de la URR para predecir correctamente el perfil real de la curva de producción.

En la figura 4.5 se observa también cómo el pico de extracción real es más alto (más abrupto) que el pico de la gaussiana.

Por otro lado, el método de ajuste (hacer mínima la suma del cuadrado de los errores absolutos), es preciso cuando la extracción es elevada, sin embargo, las colas de la curva quedan por debajo de la realidad. En la siguiente figura (4.6), vemos esto para los inicios de la extracción de petróleo, en comparación con otros ajustes:

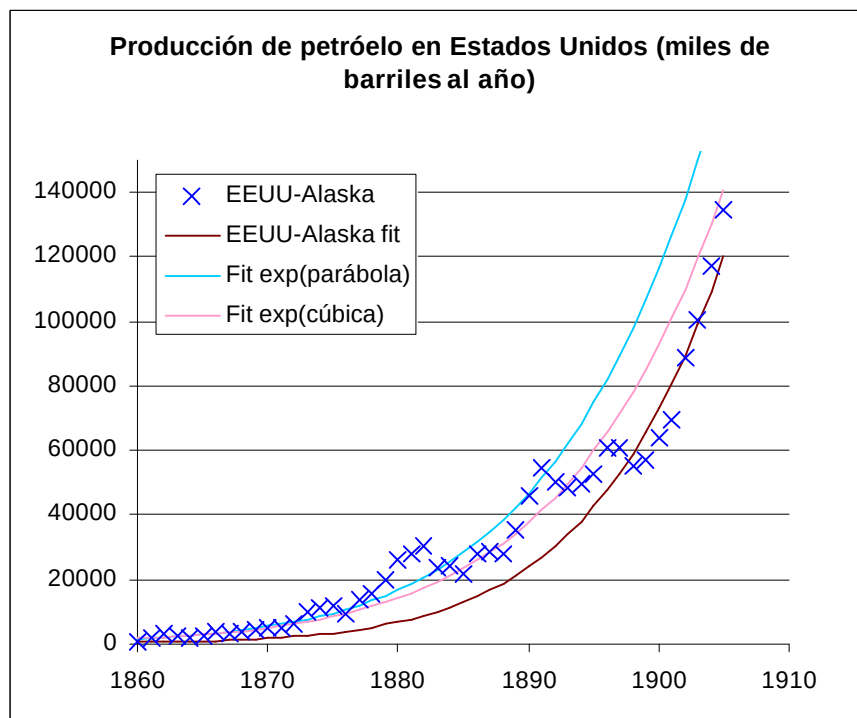


Figura 4.6. Extracción de petróleo en las primeras décadas de explotación en Estados Unidos (cruces azules), comparados con tres tipos de ajustes: EEUU-Alaska fit es el ajuste gaussiano de la figura 4.5. Fit exp(), consiste en hacer primero el logaritmo neperiano a la extracción y el resultado se ajusta luego a una parábola (curva azul) o cúbica (curva rosa).

En la figura 4.6 se ve como el ajuste es peor para la gaussiana que minimiza los errores absolutos a la obtenida haciendo primero el logaritmo neperiano a la extracción y el resultado luego se ajusta a

una parábola (curva azul de la figura) o a una cúbica (curva rosa), después se realiza la exponencial de esa parábola o cúbica de ajuste. En el caso de la parábola, obtenemos una gaussiana, pero como si el ajuste hubiera sido por mínimos cuadrados de los errores relativos en vez de absolutos. Esto es así porque al hacer primero el neperiano, el ajuste supone minimizar:

$$\Sigma [e(Lny)]^2 = \Sigma \left[\frac{1}{y} e(y) \right]^2 \quad (4.1.)$$

que como se ve es equivalente a minimizar el cuadrado de los errores relativos. Hubbert hacía primero un logaritmo a la producción y observaba que la pendiente iba decreciendo, ajustando a una parábola.

Si tenemos en cuenta toda la curva, netamente es mejor el ajuste gaussiano que minimiza los errores absolutos a los relativos, así pues se ha utilizado principalmente este ajuste:

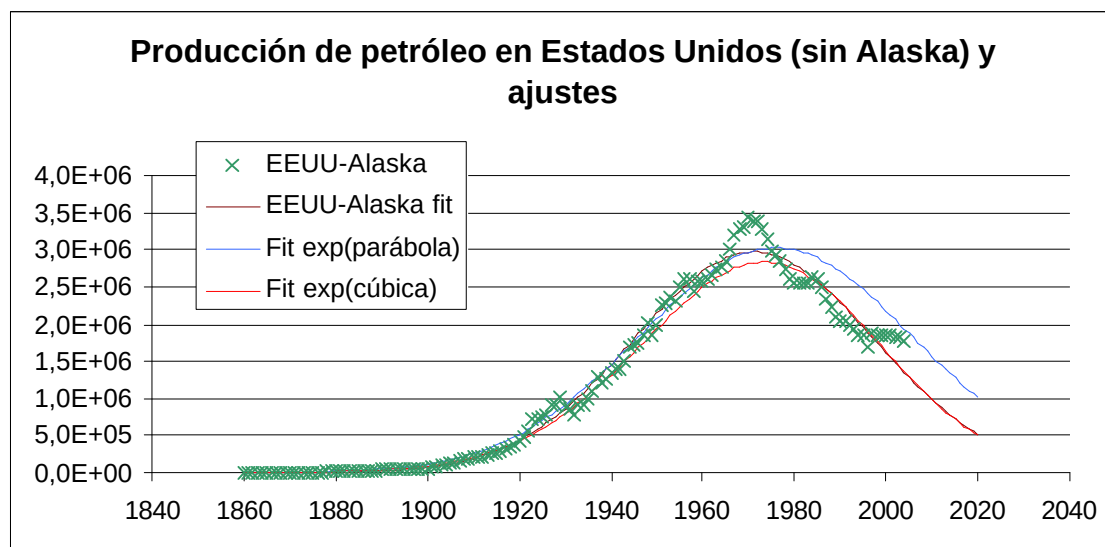


Figura 4.7. Distintos ajustes realizados a la curva de extracción de Estados Unidos (sin Alaska) (Gbarriles al año).

Explicación en texto y figura 4.6.

Así pues, se realizarán ajustes gaussianos teniendo en cuenta que quizás, en las colas, el valor real de la extracción supere al obtenido por el ajuste.

Estos ajustes dan una URR para Estados Unidos excluida Alaska de 194Gbarriles⁴⁶ y de 224Gbarriles incluyendo toda la extracción de petróleo crudo (para todos los líquidos habría que añadir el petróleo no convencional y los NGL).

Se puede calcular también estas URR así como sus “picos de extracción máximos” a partir de otros ajustes (ver epígrafe 4.1.1). Por ejemplo, si se representa la extracción acumulada en función del tiempo y se ajusta a una función sigmoideal:

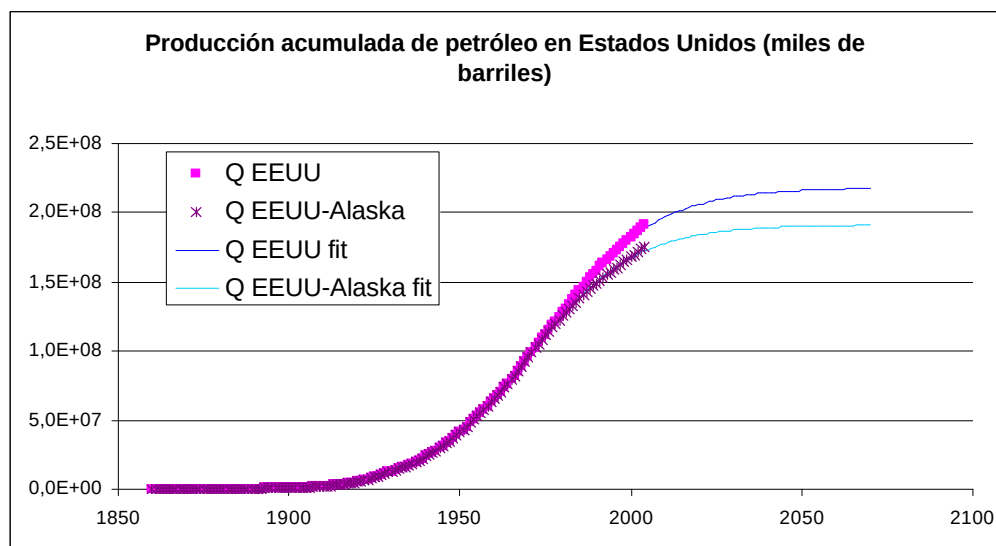


Figura 4.8. Extracción acumulada de petróleo crudo en Estados Unidos (Q EEUU, cuadrados rosa), en Estados Unidos excluyendo a Alaska (Q EEUU-Alaska, estrella granate) y sus ajustes a una sigmoideal.

En este caso los parámetros de ajuste dan directamente la URR (asíntota horizontal) y el año de extracción máxima (punto de inflexión de la sigmoideal). Para Estados Unidos sin Alaska: la URR es 191Gbarriles y el pico se da en 1970. Para todo Estados Unidos obtenemos una URR de 218Gbarriles y el pico se da en 1974. Señalemos que estos valores para la URR quizás sean

⁴⁶ Otros estudios [Hartz2006], dan la URR para Alaska de unos 20Gbarriles.

mínimos, pues las curvas de ajustes tienden a quedar por debajo de los valores experimentales, especialmente para Estados Unidos sin Alaska (debido seguramente a la incorporación del petróleo de aguas profundas, que al ser muy reciente y tener solamente unos 10 años de “representación” en el ajuste, son algo ignoradas por este ajuste).

Un tercer método, siguiendo también uno de los pasos seguidos para los cálculos de la URR del mundo (epígrafe 4.1.1) es a partir de los datos de descubrimientos y la hipótesis de que la curva de extracción es similar a la de descubrimientos salvo un desfase temporal de unas pocas décadas.

De nuevo el caso de Estados Unidos sirve para evaluar la sensibilidad de este método y la coherencia de las hipótesis de Hubbert.

Los datos de la curva de descubrimientos para los Estados Unidos se han obtenido manualmente a partir de una gráfica de Laherrere [Laherrere2005a], gráfica que esta suavizada con una media móvil de 5 años. Los datos parten del año 1902, y los ajustes son más imprecisos:

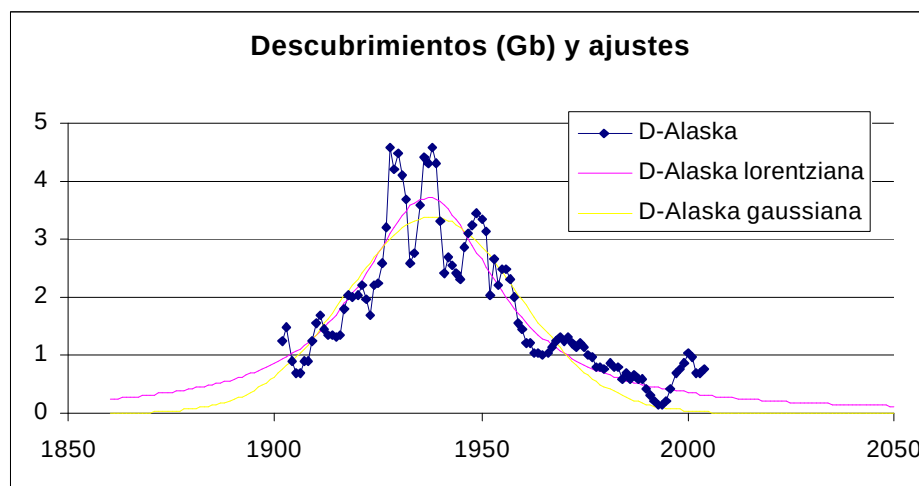


Figura 4.9. Descubrimientos de petróleo en Estados Unidos (según gráfica anterior de Laherrere) y dos ajustes, a una lorentziana y a una gaussiana.

A partir de estos ajustes, se puede tratar de calcular de nuevo la URR y el pico máximo de descubrimientos. En el caso de la Gaussiana se obtiene una URR de descubrimientos de

177Gbarriles, y para la Lorentziana⁴⁷ de 208. Vemos que uno se queda corto y el otro probablemente se pasa de largo. En la gráfica vemos que la Lorentziana ajusta bien la cola derecha, en cambio la gaussiana lo hace mejor en la parte izquierda (la Lorentziana da 242 millones de barriles descubiertos en 1860 cuando la extracción era de 0,5 millones, hasta el año 1913 no se produjeron 242 millones de barriles, 53 años más tarde, cuando el pico de descubrimientos es 1938-39 y el de extracción 1970-71 es decir 32 años de diferencia). La Gaussiana quizás se quede un poco corta en el lado izquierdo pero ajusta mejor que la Lorentziana. Una forma de hallar la URR sería a partir de los descubrimientos acumulados entre 1902 y 2004 (180Gb) y sumarle las colas izquierda (con la gaussiana de ajuste entre 1860 y 1901) (6,8Gb) y la cola derecha (con la Lorentziana de ajuste entre 2004 y 2100) (12,8Gb).

Esto daría una URR de descubrimientos de unos 200Gbarriles.

Si se ajusta la cola derecha de descubrimientos con una exponencial decreciente entre 1949-2004, la exponencial de ajuste integrada a partir del 2004 darían los descubrimientos aún por hacer: unos 6Gbarriles (la mitad que con el método de la lorentziana). Si se ajusta la cola derecha de descubrimientos con una gaussiana de errores relativos (se comporta mejor en las colas), entonces daría una integral de descubrimientos hasta 1902 de unos 10Gbarriles más. Así: $180+6+10=196$ Gbarriles.

Por último, podríamos excluir los descubrimientos de las aguas profundas (que representan el último pico relativo en la curva de descubrimientos), sin ellos, los ajustes serían más precisos, y restarían quizás unos 10Gbarriles.

En una representación de los descubrimientos y la extracción:

⁴⁷ La idea de ajustar a una función Lorentziana es que tiene unas colas más elevadas que la curva de ajuste Gaussiana.

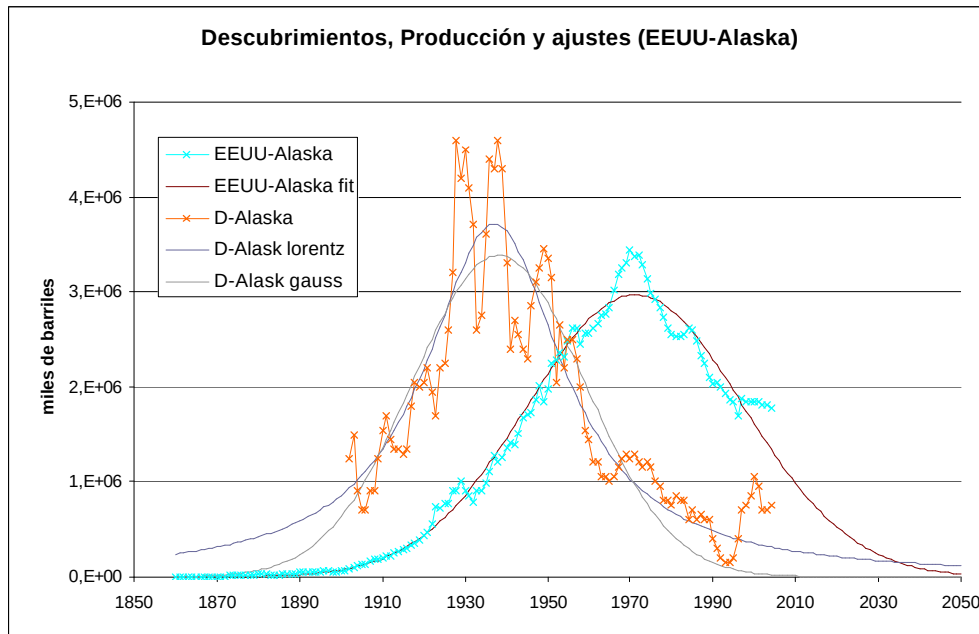


Figura 4.10. Curvas de descubrimientos (naranja) y extracción (azul claro) y sus ajustes.

De la figura anterior se puede hacer algunas apreciaciones: Es más errática la curva de descubrimientos que de extracción (más si tenemos en cuenta que está suavizada mediante una media móvil de 5 años). La de descubrimientos es más alta y estrecha. La cola de descubrimientos lorentziana supera a la gaussiana de extracción, lo que de nuevo es indicativo de que la primera es demasiado elevada y/o la segunda demasiado baja. Están separadas por 32 años.

Aunque la curva de extracción sigue a la de descubrimientos, no la imita totalmente.

Si para los descubrimientos la curva es seguramente algo asimétrica (gaussiana por la izquierda, casi lorentziana por la derecha), también lo puede ser la de extracción (como además parece ser, al añadirse por ejemplo el petróleo de aguas profundas recientemente).

En conclusión, parecen razonables los ajustes de Hubbert, en especial para calcular una buena aproximación a la URR de petróleo.

4.1.2.b. Otros modelos para el pico de un recurso no renovable

Otros modelos sobre la extracción de combustibles fósiles parten de un análisis que se podría calificar de *bottom-up*; en ellos, más que tratar de ajustar distintos tipos de curvas a la extracción del combustible, lo que se hace es reconstruir la extracción pozo a pozo y país por país, para después sumarlas. Para predecir el futuro de la extracción se observan las caídas reales de extracción en pozos antiguos que ya han pasado su máximo de extracción y se extrapola ajustando la curva de descenso a caídas exponenciales. Para pozos o países con extracción en aumento o estable, se hace una estimación de las reservas últimas extraíbles y con hipótesis similares a las de Hubbert se prevé la extracción futura.

La tarea es ingente pues idealmente trata todos y cada uno de los pozos pasados, presentes y futuros de cada país.

Entre otros autores, [ASPO 2008, EWG2007b, Robelius 2007] elaboran curvas de extracción de petróleo con este método. [ASPO 2008] lo hace por regiones y tipos de combustible (petróleo crudo, pesado, de aguas profundas, Polar y NGL) llegando a un pico del petróleo en el 2010 en unos 31Gbarriles de petróleo al año descendiendo a la mitad de la extracción anual antes del año 2040.

[EWG2007b] elabora sus previsiones por regiones para y encuentra, para el petróleo crudo un pico en 2005 con un descenso a la mitad de la extracción máxima en el año 2030.

[Robelius 2007] basa su estudio centrándose en la extracción de los pozos de petróleo gigantes que para él son los determinantes en el futuro de la producción global, trabaja con varios escenarios llegando a picos de extracción de combustibles líquidos entre el 2007 y el 2013 y caídas de la extracción a la mitad entre los años 2028 y 2050.

Este mismo método se utiliza también para elaborar curvas de extracción de otros combustibles no renovables.

Para el caso del gas natural, [ASPO2008] da un pico alrededor del año 2015.

Para el caso del carbón, según [EWG2007a] el pico se daría entre el 2020 y el 2025 y para el uranio [EWG2006] encontraría un pico de la extracción entre el 2020 y el 2035 dependiendo del precio de la extracción del uranio.

Aunque estos análisis son independientes unos de otros, existirían interacciones entre la extracción de los distintos recursos no renovables pues, por ejemplo, parte del petróleo no convencionales extrae con el uso de gas natural y carbón. Así ocurre en la transformación GTL y CTL, pero también en la transformación para producir etanol, biodiesel y arenas bituminosas. Como ya se dijo (epígrafe 4.1.1), la producción de cada barril equivalente de biocombustible, requiere al menos 0,2 barriles de energía fósil, proveniente de gas natural (para la fabricación de fertilizantes) y de petróleo (para mover la maquinaria agrícola). Las arenas bituminosas del Canadá hoy usan unos 1700cf (pies cúbicos) de gas natural para producir un barril de petróleo crudo sintético (Södebergh2005 y 2006). El futuro desarrollo a gran escala de esta producción requeriría de energía nuclear además de gas natural (ver epígrafe 4.1.1).

En todos estos casos, la demanda de petróleo no convencional implica una mayor demanda de los otros combustibles, aumentando quizás respecto a sus previsiones de crecimiento, su uso en los próximos años, pero acelerando la aparición temprana de su correspondiente pico.

Se intuye que un alejamiento del pico del petróleo puede llegar a suponer un pico adelantado y quizás casi simultáneo de los picos de todos los combustibles.

En general, cuando hay un acuerdo aproximado en los recursos últimos extraíbles, este método y el de Hubbert, dan valores parecidos en la fecha del pico de extracción, si bien, con este método no necesariamente la curva de extracción es simétrica y el descenso posterior al pico no tiene porqué ser similar al pasado.

4.1.2.c. Críticas a las teorías del pico de petróleo

Puesto que las teorías del pico del petróleo predicen una caída de la extracción de un combustible básico para la economía mundial, frecuentemente se las suele criticar en base a que sus proponentes son demasiado pesimistas. A favor de la congruencia de estas estadísticas, citemos que algunos expertos⁴⁸ de los años 70 manejaban parecidas URR a las que se manejan aquí y sus predicciones no son muy diferentes a las más actuales [Bentley2002], de hecho, son prácticamente las mismas si añadimos el efecto de las crisis generadas por la OPEP.

Los modelos de Hubbert son criticados porque no tiene base científica prever que la extracción deba seguir un patrón gaussiano con una extracción simétrica, corroborado tan solo por que para el caso de Estados Unidos el ajuste es aceptablemente bueno. La idea de Hubbert de escoger una gaussiana proviene más bien de la estadística, del teorema central del límite: la distribución de la suma de variables aleatorias tiende a una Distribución Normal (también llamada Distribución Gaussiana) cuando la cantidad de variables es muy grande. Sin embargo, no se aportan razones geológicas para que esto deba ser así para los pozos de petróleo y su descubrimiento y posterior explotación. Por otro lado existen intentos de modelar con “gaussianas” asimétricas: [Witten2006], que permiten un mejor ajuste a los datos de Estados Unidos; en la figura 4.6 y 4.7 se hizo un ajuste tipo exponencial cúbico que se podría considerar también una “gaussiana” asimétrica.

[Hirsch2006], defiende que el ajuste de Hubbert funciona bien bajo ciertas hipótesis que cumplen precisamente Estados Unidos, Texas, Reino Unido y Noruega, pero que no se dan en los demás casos. Sin embargo, se podría utilizar para reproducir también al mundo entero si excluimos restricciones a la demanda. En este caso, concluye, el descenso de la producción podría estar comprendido entre el 3 y el 13% anual.

⁴⁸ En este caso, incluyen además las predicciones de “Esso, Shell, the UK Dept. of Energy, the US Congress, the World Bank”. Un informe al gobierno de los Estados Unidos, recientemente desclasificado [Whittle1976] esperaba el pico del petróleo en la década 2000-2010.

[Bardi 2003], señala que se han hecho pocos esfuerzos para tratar de explicar dicho comportamiento, en especial, aquellos que pueden dar lugar a producciones de combustibles no simétricas. En su trabajo con modelos estocásticos, concluye que las asimetrías en las curvas de extracción pueden deberse a las estrategias de exploración o a la presencia de mejoras tecnológicas, algo que ya intuía [Hubbert 1956]. Más recientemente [Mohr 2008] elabora un modelo teórico para la extracción de petróleo, basándose en modelos previos de [Reynolds 1999 y Bardi 2003] y concluye que el ajuste a la producción mundial es bueno con gaussianas ligeramente asimétricas. En este trabajo y en [Castro2009], se hace también un esfuerzo teórico para obtener curvas de extracción del petróleo convencional.

Otras críticas, en especial del lado de los economistas, provienen de considerar la URR no como un concepto estático como se maneja aquí, sino dinámico, que depende de factores además de geológicos, de factores técnicos y económicos [Lych2002]. Se argumenta que la URR de hecho aumenta con el tiempo debido a los avances tecnológicos, que incrementarían la proporción de recuperación sobre los recursos existentes que termina siendo económicamente rentable de producir. Además, los modelos geológicos tienden a ignorar el precio, los costes y las inversiones que sí tienen en cuenta los modelos econométricos. Sin embargo, aunque las URRs encontradas para el petróleo quizás sean valores ligeramente infravalorados [Sterman1987], esto no significa que no puedan ser de hecho valores optimistas si se toman como los valores que efectivamente se van a extraer. La extracción final de petróleo puede ser menor que la máxima teórica que trata de atrapar el concepto de URR. Ya sea por TRE elevadas, por difusión a otras fuentes energéticas, por debacles económicas, por utilizar técnicas de extracción rápida a costa de la máxima (como señala [Laherrère2006] que se hace en ocasiones), etc. La URR de hecho, sería un máximo inalcanzable. Algunos modelos, llevan a unas URR efectivas para el petróleo más bajas que las analizadas aquí, con lo que dan caídas más bruscas: [Guseo2006] encuentra (no es un parámetro ad hoc para él) poco más de 1500Gbarriles para la URR de petróleo crudo convencional que extraeríamos

finalmente⁴⁹ (un 25% menos que la que se usa aquí). Algunos de los modelos que se desarrollarán en este trabajo también llegarán a dar una extracción acumulada final menor que la URR teórica.

Tanto para los economistas neoclásicos como para la mayoría de los economistas ecológicos, la crítica que se hace fundamental a la visión de los geofísicos es que el agotamiento de un recurso sigue solamente pautas geológicas y físicas, sin posible cabida para otras causas o variables.

La idea del avance tecnológico se reconoce por los autores geofísicos –e.g. el propio Hubbert-, pero no se suele meter en los modelos, con lo que en este sentido la crítica es coherente.

En realidad, si se toma la URR no como las reservas extraíbles en un momento dado, sino como las reservas extraíbles últimas previendo el avance tecnológico, entonces es indiscutible que el concepto (por definición) es estático. Aunque este es un fallo que tienen, sobre todo al principio, los métodos de Hubbert, [Sterman1987] ya reconoció como ya se ha dicho, que conforme va pasando el tiempo van rápidamente convergiendo a un valor fijo, y llega un punto en que las variaciones en las estimaciones de la URR son muy pequeñas.

De hecho, pensar que la URR es un concepto dinámico tiende a aproximarnos al concepto de “Tierra Plana”, ya que la cantidad de recursos en la Tierra siempre será mucho mayor que la que podamos extraer (en varios factores, quizás en varios órdenes), invitando a pensar que el agotamiento no es un problema.

Ambos tipos de modelos se equivocan si ignoran las ventajas que tiene la otra visión. Y de hecho, los modelos predictivos podrán equivocarse también porque existen otros factores, ni geológicos ni económicos, que influyen también en la extracción de los combustibles. Los modelos se han equivocado por falta de buenos datos (e.g. de reservas), por factores políticos (regulaciones de la

⁴⁹ El pico del petróleo crudo lo encuentra en 2007, con una producción acumulada del 95% de toda la posible para el año 2023 (la extracción acumulada final sería de un 50% respecto a la máxima o URR), y una producción en 2040 similar a la que había en 1900, más pesimista que ninguna de las vistas hasta ahora. Utiliza modelos estadísticos que tienen en cuenta efectos del precio e intervenciones estratégicas o tecnológicas. Afirma que las intervenciones estratégicas de las crisis generadas por la OPEP en los años 1970 tienen un efecto de largo recorrido que se seguirá notando en el futuro.

OPEP, controles de precios de los estados, impuestos cuyo criterio varía) y por o no modelar la tecnología o por considerarla un factor autónomo (un factor exógeno).

Quizás la crítica fundamental que se puede hacer a la mayoría de las teorías y modelos de pico de petróleo que se han presentado hasta ahora en la literatura, es que no manejan bien (o no lo hacen en absoluto), las posibles restricciones en el lado de la demanda. De esta forma, las fluctuaciones en la tasa de crecimiento económico pueden tomarse como efectos del agotamiento del recurso, en vez de cómo lo que pueden ser: restricciones a la demanda provocada por crisis económica, por ejemplo, el crecimiento de los descubrimientos y la extracción cayeron significativamente en Estados Unidos durante la ola de la crisis de 1929. La recesión económica actual (2009) está generando un descenso de la demanda y por tanto de la extracción de petróleo [IEA2009], lo que puede ser debido a los efectos de realimentación entre la energía y la economía que analizaremos más adelante o consecuencia de la crisis financiera o de ambas cosas.

Aunque el fuerte de las teorías de Hubbert es el análisis de la extracción desde el punto de vista físico y geológico y aunque reconocen que las previsiones que dan son bajo la hipótesis de que no hay cambios significativos en la demanda, éste es precisamente su punto débil.

Y lo es, no porque no intenten predecir las futuras restricciones (ya sean políticas, económicas, por catástrofes naturales, etc.), cosa muy complicada y difícil y que se sale del ámbito en el que suelen ser expertos estos autores. El problema se podría identificar como un fallo en el modelo de comportamiento del sistema “energía-economía” que no incluye realimentación de la reacción del sistema humano global ante un descenso en la producción energética. Paradójicamente, los autores que tras su análisis (desde el mismo Hubbert en 1956) hacen una advertencia de las graves consecuencias económicas que puede traer una dependencia energética de combustibles fósiles, no tienen en cuenta que esas consecuencias económicas lógicamente van a cambiar la demanda, y por tanto, hacen imprescindible incorporar precisamente la hipótesis que ignoran.

Es decir, no hay realimentación entre el sistema energético fósil y la sociedad y de ésta de nuevo, hacia la propia producción energética. Quizás, si el factor geológico impera como ley de Liebig (ver epígrafe 3.1.) las predicciones del pico, por parte de los geólogos citados, puedan seguir siendo buenas, a pesar de su falta de realimentaciones. Pero, cómo será el descenso posterior parece claro que va a depender, y mucho, no sólo de la cantidad disponible de energía, sino además, de la reacción realimentada con la economía y con las políticas económicas y energéticas que se adopten frente a las crisis.

En definitiva, la simetría de las curvas obtenidas con los ajustes de modelos tipo Hubbert, o los descensos que prevén los modelos *bottom-up*, son claramente pobres para darnos una previsión más o menos fiable de lo que puede llegar a pasar. Sin duda, debemos incorporar algún tipo de realimentación a los modelos que hemos explorado hasta ahora.

[Sterman1987], usa la herramienta de dinámica de sistemas para modelar la extracción de Estados Unidos y compara los métodos de Hubbert y los del USGS. Su modelo es mucho más complejo que los que se emplearán aquí, en los que tiene en cuenta parámetros económicos y tecnológicos además de los geológicos (e.g. precio del petróleo, efectos tecnológicos, demanda y sustitución, incentivos económicos). El modelo, aunque correctamente intuye las tendencias (predice una subida del precio a partir del año 2000 después de una bajada), fracasa estrepitosamente de forma cualitativa en muchos aspectos, por ejemplo, en los substitutos (un 10% de petróleo sintético en el año 2000, cuando en este momento es prácticamente despreciable su contribución), etc. Desde el punto de vista que se defiende en este trabajo, el defecto es el exceso de complejidad y de parámetros "ad hoc".

El modelo de dinámica de sistemas de [Bassi2007], es un modelo reciente y mucho más ambicioso, en el sentido de que incorpora además de aspectos económicos y energéticos, parámetros sociales y ambientales. Es un modelo también aplicado a Estados Unidos. Aunque trata de hacer la mayor

parte de parámetros relevantes endógenos al modelo, sigue dependiendo de bastantes parámetros exógenos (Migración, tasa de fertilidad, PIB mundial, inflación, extracción minera, salud etc.), algunos de ellos excesivamente importantes, como el PIB mundial, como para que no distorsionen lo suficiente; invalidando en buena medida el modelo.

El modelo en su proyección estándar no se separa mucho finalmente de las proyecciones del [EIA 2007], y de nuevo es incapaz de aproximarse a la realidad de la evolución de los precios del petróleo en los últimos años (2008 y 2009) siendo un modelo con datos de 2007 y cuando ésta variable es básica en el modelo.

El problema es el exceso de complejidad que termina haciendo depender el modelo de demasiados parámetros externos y de muchas hipótesis internas, de tal forma que alguna parte esencial termina –pronto- fallando. De hecho, entre las variables exógenas que maneja el modelo, algunas son muy discutibles. En lo que atañe a las discusiones que hemos hecho aquí, maneja una URR para el petróleo convencional de entre 2500 hasta 3300Gbarriles, utilizando 2900Gbarriles como media en sus escenarios “as usual”. En el epígrafe 4.1.1. se ha demostrado que tomar una URR entre 2250 y 2500 sería más razonable. Las consecuencias de tomar 2250 o 2900 son enormes, en el primer caso, el pico se produce alrededor del 2010 y en el segundo después del 2020. Esta diferencia, invalidaría muchas de las salidas del modelo. Así, si observamos la evolución reciente del precio de barril, se concluiría o que no se sabe manejar el precio del barril –pero en un modelo que se apoya bastante en factores econométricos esto es clave- o no se dan correctamente las reservas de petróleo o ambas cosas. En su “worst scenario” con una URR de 2500, se estabiliza la producción de petróleo entre 2005 y 2020 para luego descender. El precio del barril se dispara hasta los casi 200\$, aunque baja casi inmediatamente hasta menos de 60\$ en el 2010: se supone que la oferta estancada obliga a la demanda a ajustarse a ella, con lo que finalmente el precio baja; lo curioso es que este ajuste de la demanda tenga relativamente poco efecto sobre la economía mundial; la

explicación es que la economía mundial es una variable exógena, es la economía de Estados Unidos la que el modelo genera.

4.1.3. Análisis de la energía para producir energía (Ep) y de la Tasa de Retorno Energético (TRE).

4.1.3.1. Introducción.

Los recursos energéticos no renovables (combustibles fósiles y nucleares) almacenan una energía potencial química o radiactiva que es la que transformamos en formas energéticas útiles para el funcionamiento de la sociedad, por ejemplo, energía mecánica, eléctrica o calorífica. Sin embargo, para realizar esa transformación requerimos previamente descubrir el recurso, extraerlo, transportarlo y procesarlo y todas estas actividades requieren consumir energía.

La energía que se gasta en producir la energía que es útil a la economía mundial, es utilizada por una industria que también forma parte de esa misma economía. Sin embargo, como parece obvio, si la proporción de esa energía gastada es cada vez mayor con relación a la energía total consumida, el resto de la economía no directamente ligada al proceso energético deberá funcionar cada vez con menor porcentaje de energía; es la energía que se denominará aquí útil.

La Tasa de Retorno Energético (TRE) se define como la energía útil (neta) de una fuente respecto a la energía que se ha empleado en proporcionarla.

Durante todas las épocas se ha necesitado usar energía para producirla, lo que se tratará de calcular aquí es la energía que se va a requerir y perder para la economía útil, respecto a la que ya se está perdiendo.

4.1.3.2. Ep y evolución de la TRE del petróleo convencional

Se asignó una URR a los combustibles líquidos de 400Gtoe (figura 4.2) de la cual hemos consumido ya unos 150Gtoe. Para el petróleo convencional quedarían otros 150Gtoe por consumir y 100Gtoe para el no convencional.

De las 150Gtoe que podemos extraer de petróleo convencional, más de un 10% se perderá en el camino pues eso es lo que podemos estar invirtiendo ahora en producir energía a partir del petróleo. Con tantos pozos a su extracción máxima o en disminución que necesitan cada vez más energía para extraer cada barril y con explotaciones de petróleo convencional cada vez más caras y consumidoras de energía⁵⁰, la eficiencia tecnológica extractiva o la mejora en la eficiencia de las refinerías, difícilmente va a poder evitar que el porcentaje de pérdidas vaya en aumento.

La producción del resto de fuentes de energía requiere del petróleo, especialmente para el transporte; por ejemplo, el gas natural licuado se transporta en buques similares a los petroleros, que se mueven con combustibles líquidos.

Una forma de intentar calcular esta Ep, sería directamente de la TRE extrapolado a partir de un ajuste del pasado histórico.

Siguiendo a Cleveland (1984, 1992) y Hall (2005) (los creadores del concepto de la TRE), la siguiente tabla da la TRE y la energía relativa perdida para el petróleo convencional:

⁵⁰ Por ejemplo, el petróleo de aguas profundas requiere más energía para extraerlo que el de tierra. El petróleo de Iraq está saliendo caro en vidas humanas, en gastos militares y en energía para mover la maquinaria de guerra. Esta energía también es una energía utilizada para producir energía. El gasto de petróleo del ejército norteamericano en Iraq puede ser de 0,1-0,15Gbarriles al año (<http://www.energybulletin.net/13199.html>), esto supone casi un 10% de lo que se está extrayendo, es decir, que la TRE del petróleo iraquí es obviamente menor de 10.

Año (2005 = 0)	-75	-55	-35	-15	0
TRE del petróleo	100	50	25	12	7
Energía relativa perdida, E_p	0,01	0,02	0,04	0,083	0,141

Tabla 4.3. Valores de la TRE y E_p del petróleo convencional. Elaboración propia a partir de datos obtenidos de [Cleveland 1984, 1992 y Hall2005]

La última columna de la anterior tabla se ha sacado “ad hoc” para que el ajuste exponencial sea el mejor posible.

Y el ajuste para la energía relativa perdida sería:

$$E_p = 0,1413 \cdot \text{EXP}(0,0355 \cdot t) \quad (R^2=0,998) \quad (4.2.)$$

Donde t es el tiempo en años desde el presente que se toma como el año 2005.

Es decir que en la actualidad se perdería un 14% de la energía del petróleo para ponerlo en el mercado, suponiendo que toda la energía perdida proviniera del propio petróleo. El problema mayor en cambio es que este porcentaje aumentaría exponencialmente a una tasa de crecimiento de más del 3,5% anual. Si esto fuera así, en unos 50 años la TRE sería de 1, y toda la energía contenida en el petróleo la estaríamos gastando en su extracción. Esto, que desde un sentido físico es absurdo, no tiene por qué serlo desde el punto de vista económico, si la energía la sacamos de otra fuente energética. Para algunos autores de hecho la TRE de algunos biocombustibles y de algunas explotaciones de arenas y pizarras bituminosas tienen un TRE menor a 1, pero pueden resultar rentables para el productor [Carpintero2007, Pimentel2009].

Si se lleva esta pérdida a los modelos que se van a desarrollar trayendo de las reservas anualmente un porcentaje de la extracción que siga el anterior ajuste, entonces se llegaría a unas pérdidas acumuladas del 20-24%, además, no toda la URR llegaría a ser descubierta (la extracción cae a cero en la práctica sin haber llegado a descubrir todas las reservas “extraíbles”), respecto a la actualidad nos dejaríamos unos 8Gbarriles que no se descubrirían nunca (el 3,5% de lo que aún falta por descubrir).

El efecto es similar a disminuir la URR, y el resultado final sería que de los 150Gtoe de petróleo convencional aún por explotar, serían inefectivos energéticamente (E_p) unos 30-36Gtoe. Estos 30-36Gtoe equivalen a unos 250-275Gbarriles, que es un 10-12% de la URR total. Aunque los cálculos de la URR iniciales para el petróleo del epígrafe 4.1.1, fueran un 10% inferiores al valor real, el efecto de la TRE compensaría este error; de tal forma que las conclusiones generales van a ser robustas.

Si se modeliza a partir de los datos de [Hall2005] con caída exponencial de la TRE, el ajuste queda distinto:

$$E_p = 0,035 \cdot \text{EXP}(0.0492 \cdot t) \quad (4.3)$$

En este caso E_p sería el porcentaje de energía perdida respecto a la extraíble del conjunto petróleo + gas natural sólo para la extracción de estos recursos, y las pérdidas serían del 10-12% o 15-18Gtoe.

Si se hiciera con una caída lineal de la TRE, como insinúa [Hall2005], entonces en 2020 la TRE sería 1 y no se explotarían el 60% de las reservas “extraíbles” (quedarían más de 100Gbarriles sin descubrir, y más de 500Gbarriles de reservas, además de más de 40Gbarriles perdidos).

Como se ve, los métodos de la TRE son muy cualitativos aún. Se tomará como referencia 30Gtoe la posible pérdida de energía útil del petróleo convencional (15 mínimo, 90 máximo. Media geométrica = 36,7Gtoe).

4.1.3.3. Ep y evolución de la TRE del petróleo no convencional

Se asignaron solo 100Gtoe a las reservas extraíbles. Aquí no se debe contar el CTL y GTL que se asignaran al carbón y gas natural respectivamente.

Aunque las reservas sean mucho mayores, en los escenarios que se desarrollarán el consumo hasta el año 2030 se sitúa en unos 7,5Gtoe (epígrafe 5.2.2). Si se proyecta posteriormente un crecimiento lineal como el que se da para el 2015-2030, se necesitarían más de 60 años de ese crecimiento continuado para llegar a las 100Gtoe.

Para el petróleo no convencional, que sustituye principalmente la demanda que el petróleo convencional no puede cubrir, se necesita extraer más barriles para obtener la misma energía útil de tal forma que aunque la TRE se mantenga constante para este tipo de combustible en 2 o 3, está ahora sustituyendo petróleo convencional con TRE = 7-10, por lo que habría pérdidas que ahora son de más del 30% y que luego irían disminuyendo relativas al petróleo convencional. Es decir, que de los 100Gtoe de no convencional se perderían quizás más de 20Gtoe respecto a la energía útil que habríamos obtenido si hubiera sido todo el petróleo convencional. La hipótesis de que la TRE se mantiene constante se da como balance entre la disminución “natural” al ir explotando “menas” cada vez menores, y el aumento de la eficiencia tecnológica que se daría ante unas tecnologías que aún son jóvenes. Tomaremos pues 20Gtoe como la Ep. De nuevo, esta energía perdida sería la que se gastaría en extraer y procesar petróleo no convencional si ésta proviene exclusivamente del propio petróleo no convencional.

4.1.3.4. Ep y evolución de la TRE del gas natural

Las pérdidas de la energía proveniente del gas natural podrían ser debidas a cuatro factores principalmente:

1. “Menas” en disminución.
2. GTL que no sea el producido a partir de un gas natural que hoy se desperdicia (en antorchas por ejemplo).
3. Pérdidas por transporte. Recuérdese que las pérdidas por transporte son cada vez mayores porque éste está aumentando rápidamente (ver epígrafe 3.2).
4. Pérdidas por utilizarlo como fuente energética para obtener otras fuentes energéticas⁵¹ (e.g. en las arenas bituminosas de Canadá).

En el proceso de transformación del gas natural a combustible líquido, se pierde más del 30% de la energía contenida en el gas [Greene 1999]. Es decir, que si se utilizara mucho este proceso, la Ep podría ser considerable.

La hipótesis que se maneja es suponer que el gas natural funciona como el petróleo convencional (algunos de los cálculos que hemos utilizado de Hall son de hecho de ambas tecnologías simultáneamente) con unas pérdidas finales del 20%, es decir, dado que las reservas extraíbles son de 175Gtoe, las pérdidas serían de 35Gtoe.

4.1.3.5. Ep y evolución de la TRE del carbón

El carbón se utiliza como fuente energética para producir electricidad (cubre el 40% de su demanda) y de muchos procesos industriales. El 70% de la fabricación de hierro y acero mundiales dependen

⁵¹ Este no se debe contabilizar aquí para evaluar la Ep porque se cuenta en la TRE de las arenas, del petróleo convencional y del uranio.

hoy del carbón, con lo cual, podemos intuir dependencias no exclusivamente energéticas: si falla el carbón puede fallar no solo la electricidad, sino la fabricación de acero y otros procesos industriales.

Entre los factores que afectan a la TRE del carbón tenemos:

1. El paulatino paso de carbones de alto contenido energético –antracita y bituminoso a sub-bituminoso y lignito-, ya que podemos suponer que la Ep en los procesos extractivos y en el transporte son mayores cuanto menor es la energía contenida⁵².
2. El crecimiento en las exportaciones ha sido del 8% anual en los últimos 20 años, mayor que el crecimiento de la extracción (alrededor del 3 o 4%), luego la Ep debida al transporte va en aumento; en este momento se transporta fuera de fronteras nacionales un 11% del carbón producido [EUR2007]. Tampoco es fácil prever el efecto final que esto puede tener sobre la Ep.
3. Las menas van en disminución y las minas son cada vez más profundas, lo que incrementa también más la Ep
4. Si en el futuro hay una producción importante de CTL y CTG (Coal to Gas) en el proceso industrial hay necesariamente una Ep que sin esta transformación no existiría: en algunos procesos como el Karrick se llega a perder el 80% de la energía contenida en el carbón (wikipedia), según James Mayer de la propia industria, se pierde un 40% (sin analizar el ciclo de vida de ese proceso industrial). Un cálculo indirecto puede ser dado a partir de las emisiones de CO₂, pues si estas son dobles que las de quemar el petróleo producido, entonces es como si se hubiera quemado el doble de carbono, es decir, perderíamos un 50%. En cualquier caso, nuestros escenarios no prevén una producción excesiva de estas tecnologías y su efecto final no será muy grande.

⁵² Es difícil de evaluar, pero algunos países, a pesar de que su producción de carbón sigue aumentando (e.g. EEUU), el contenido energético del mismo está disminuyendo al ser cada vez mayor la proporción de carbón de inferior calidad energética [EWG2007].

5. Si se introducen tecnologías “limpias” para secuestrar el CO₂ se necesitará energía que ahora no se gasta, lo que redundará de nuevo en un aumento de la E_p .
6. Las reservas calculadas no tienen en cuenta la proporción real de carbón que se extrae de las minas.

Si se ignoran los 5 primeros puntos suponiendo de forma optimista que el avance tecnológico compensará sus pérdidas y se aprecia solo el último punto, se pueden calcular las pérdidas de energía de las reservas de carbón:

Según [EUR2007], el 40% de las reservas están en minas abiertas con un factor de recuperación del carbón del 90%, y el 60% de las reservas están en minas profundas con un factor de recuperación que oscila entre el 50 y el 75%. Si cogemos la media de éste último y tomamos como reservas 440Gtoe (600Gtoe de URR y 160Gtoe ya utilizadas), las reservas efectivas serían de 325Gtoe descontando las del carbón que quedaría en la mina. Así se perdería un 26,5% de las reservas o 115Gtoe.

Esta energía no es energía para producir energía (E_p) estrictamente, sino una energía que no utilizaremos y que se debe descontar directamente de las reservas.

4.1.3.4. E_p y evolución de la TRE del Uranio

Cuando se analizaron los recursos de uranio, se asignó una URR de 150Gtoe con una extracción acumulada de casi 65Gtoe, quedando unos 85Gtoe por explotar.

Si bien los combustibles fósiles son utilizados en varios sectores energéticos (electricidad, transporte y calor principalmente), el uranio hasta el presente y probablemente también en un futuro se siga utilizando solamente para fabricar armas atómicas y producir electricidad.

En el caso de la producción de armas atómicas, con un pensamiento no catastrofista, parece razonable que la energía contenida en ellas terminará en forma de uso civil tras su desmantelamiento, y por tanto “transformada” en electricidad. En un mundo que quizás evolucione para ser más convulso, la tentación del armamento nuclear puede aumentar desviándose temporalmente los recursos de uranio del flujo energético.

Sin embargo, fabricar bombas atómicas como paso intermedio para terminar produciendo electricidad no deja de ser una pérdida energética.

Al final, las reservas finales de 85Gtoe supondremos que se utilizarán en la producción eléctrica.

85Gtoe, implican algo más de 3 millones de toneladas de uranio ([NEA2007] da 3,2 y [Storm2006] da 4,5 millones).

La Ep con las menas actuales de uranio en explotación (0,15%) en el proceso de extracción es del 5% (TRE = 20, sólo para el proceso extractivo, [Storm2006]).

Sin embargo, ésta pérdida aumenta muy rápidamente con la pérdida de concentración. A partir de [Storm2006], se reelabora la siguiente tabla con las pérdidas según la concentración de uranio en las minas y sus reservas:

Concentración de U	Ep	Reservas > que (Tg)	Reservas efectivas
1%	2%	0,4	0,4
0,2%	2,5%	0,1	0,1
0,1%	5%	1,11	1,05
0,05%	15%	0,87	0,74
0,015%	50%	2,05	1,02

Tabla 4.4. Pérdida energética (Ep) en la extracción, reservas y reservas efectivas según la concentración de uranio en minas.

De la tabla se calcula que las pérdidas finales son del 25% sólo para extraer el uranio de las minas. Si se añade el resto de pérdidas en un análisis de ciclo de vida [Storm2006], las pérdidas, sin contar la extracción del uranio e incluyendo el desmantelamiento de la central y la disposición de los residuos nucleares, sería de otro 50%, con un balance final de la TRE muy bajo (entre 1 y 2) y una pérdida energética que precisamente será mayor en un futuro pues si se mantuviera constante el número de centrales nucleares habrá que ir abriendo nuevas igual que antes (la inversión energética de la central hasta su cierre es del 20-25% de la final, una inversión que para algunas centrales ya se ha hecho). Sin embargo, el resto de la Ep en el proceso posterior al cierre de la central podría suponer un 20-25% a mayores que se perdería en un futuro respecto al pasado y presente. Esto implicaría otro 25% de la energía perdida de la contenida en los 4,5 millones de toneladas que cita [Storm2006]. Como aquí se han contado sólo 3 millones explotables, si usáramos un 50% de la Ep para los 4,5 de reservas, nos quedarían útiles 2,25 millones de toneladas. Como la URR extraíble aún se ha escogido de 3 millones, esto implicaría una pérdida neta final del 25% o de algo más de 20Gtoe para la energía proveniente del uranio (si se escogen las reservas que da [NEA2007], entonces se superarían los 30Gtoe de pérdidas).

Se puede pensar que la tecnología podría en este caso tener un efecto espectacular sobre la eficiencia de la explotación del uranio basándose en el supuesto de que entraran los reactores rápidos o de cuarta generación en la cadena productiva de electricidad. En teoría, estos generadores multiplicarían de forma efectiva las reservas de uranio por 50 o 100, despejando el problema energético mundial. Sin embargo, [Storm2006] da una serie de razones que permiten descartar la influencia que estas centrales nucleares tendrán en nuestro futuro:

1. Tras más de 50 años de investigación y decenas de millones de dólares invertidos, no existe ningún reactor comercial de esta clase.
2. El riesgo de multiplicación de la “tentación del armamento nuclear” y de peligro sería quizás proporcional al “aumento de reservas”.

3. Se necesita un ciclo prácticamente cerrado de reciclado probablemente de escala internacional, algo que da unos problemas de logística y de organización desconocidos para la humanidad ([Storm2006] señala 5 puntos que deberían actuar finamente coordinados, y hasta ahora ninguno de ellos funciona adecuadamente).
4. El crecimiento de un sistema tal requiere muchas décadas para ser significativo. En un escenario quizás posible si los problemas técnicos y organizativos se resolvieran, se necesitarían más de 50 años para llegar a la producción de las centrales nucleares actuales.

De hecho la energía nuclear tiene actualmente unos problemas de logística que difícilmente van a poder poner en uso ni siquiera los 3 millones de reservas que se han calculado como extraíbles.

El problema reside en la cantidad de centrales nucleares que en pocos años van a tener que ser cerradas y por tanto, la cantidad de nuevas centrales que habrá que construir para reponer su pérdida. En la década de 1970 se construyó una media de 18 centrales al año muchas de las cuales siguen activas pero al final de su vida útil.

Según el [EWG2006] mantener constante la producción de energía nuclear requeriría para el año 2010 la entrada de unas 10 centrales nucleares al año, y en aumento durante la siguiente década hasta las 30 centrales a instalar en el año 2020. Pero si se mantiene la tasa de construcción de las últimas dos décadas que nunca ha superado las 5 centrales al año, el descenso de la producción de este tipo de energía sería inevitable. En este caso, la extracción de uranio a partir de 2005 sería menor que la que ya hemos utilizado (65Gtoe), y se dejaría de explotar más de 20Gtoe.

4.1.3.7. Balance global de la Ep

Finalmente podemos sumar las Ep que requeriría cada combustible:

Petróleo convencional	Petróleo no convencional	Gas natural	Carbón	Uranio	Total
30Gtoe	20Gtoe	35Gtoe	115Gtoe	20Gtoe	220Gtoe

Tabla 4.5. Resumen de las pérdidas energéticas (Ep) finales de los distintos combustibles no renovables

Es decir, aproximadamente un 20% de las reservas de energías no renovables que quedan en la actualidad se podrían perder de la cadena de energía útil.

En cualquier caso, estos cálculos se basan en una suposición demasiado simplificadora y es que cada recurso energético se supone que alimenta la extracción, procesado y transporte de la producción de energía del propio recurso. En realidad, se utiliza petróleo para producir petróleo, pero también gas, carbón, etc. Por tanto, los datos anteriores, pueden considerarse como primeras aproximaciones.

4.1.3.8. Medida indirecta de la TRE

Los estudios de las TRE de las distintas fuentes energéticas requieren Análisis de Ciclo de Vida (ACV) que no son sencillos de hacer.

Una forma indirecta de calcular de forma aproximada la TRE de los recursos energéticos es a partir de las emisiones de CO₂ totales asociadas a la quema de combustibles fósiles a un ACV de esas

energías. La ventaja es doble, por un lado porque dada la importancia que ha adquirido el Cambio Climático abundan los estudios que estudian precisamente esas emisiones y por otro lado, porque nos permitirá una comparación directa entre las distintas fuentes de energía.

Como la energía necesaria para producir energía es mayoritariamente fósil en el mix energético actual, los análisis de ACV de emisiones de CO₂ de un determinado recurso indirectamente incorporan la cantidad de energía empleada antes de la etapa final que es la propia quema del combustible para producir electricidad o calor o la quema de gasolina o gasoil en un motor de combustión interna.

De esta forma, si quemar gasolina genera unos 20grC/MJ (emisiones directas) y las emisiones de consumo energético asociadas a su producción llamadas técnicamente emisiones *upstream* (emisiones debidas a la exploración y extracción de petróleo, su transporte, refino, etc.) son de 5grC/MJ (Farrell2007), la energía útil sería proporcional a las emisiones directas y la energía perdida para producir esa energía útil sería proporcional a las emisiones *upstream* –suponiendo que la eficiencia fuese la misma-. Esto nos indicaría una TRE sorprendentemente pequeña, de aproximadamente: $20\text{grC/MJ} / 5\text{grC/MJ} = 4$.

En el caso del gas natural, en su quema para producir electricidad o calor se producen unos 15grC/MJ, y en el caso de Estados Unidos [Jaramillo2007], se necesita quemar gas natural para extraer, procesar y transportar el gas, gas que emite unos 1,8grC/MJ a mayores; y si el gas natural proviene del LNG (gas natural licuado) se añaden otros 3grC/MJ. Esto da para el caso de Estados Unidos una TRE de $15/1,8 = 8,3$ para el gas natural “normal” y de sólo 3,1 para el LNG.

Actualmente Estados Unidos usa solo un 2,2% de LNG del gas natural que consume, pero se proyecta un crecimiento rápido del LNG con lo que la TRE promedio de ambos tenderá a bajar sólo considerando este efecto.

En el caso del carbón su quema para producir electricidad genera unos 25grC/MJ siendo en Estados Unidos las emisiones *upstream* de 1,76grC/MJ para el carbón extraído de minas subterráneas y de 1,16grC/MJ para las minas a cielo abierto.

Si estas emisiones se mantienen a escala mundial, la TRE promedio resulta en 16,8. Aunque el 60% de las reservas están en minas subterráneas y el 60% de la extracción anual también proviene de ellas, la concentración de carbón en ellas tiende a bajar con lo que de nuevo la TRE tenderá a disminuir.

Por otro lado, señalemos que aunque la TRE calculada así para el carbón es muy superior a la calculada para el petróleo o gas natural, se debe tener en cuenta que las emisiones de CO₂ son muy superiores por MJ eléctrico del carbón respecto al gas natural y que si se sustituye el gas natural por carbón se necesitaría un 20% más de Gtoe de carbón que de gas para producir la misma electricidad.

Si el pico del gas natural y su descenso posterior se supliera con carbón, se necesitaría más cantidad de Gtoe de carbón por julio eléctrico producido y por tanto es como si las reservas “eléctricas” de carbón fuesen relativamente inferiores o como si su TRE efectiva fuese relativamente menor. De esta forma, en comparación para producir electricidad la TRE del carbón⁵³ sería de tan sólo 3.

Para el caso del petróleo no convencional, las emisiones *upstream* tanto de las arenas como del petróleo extrapesado son de 10,4grC/MJ (calculado a partir de [Farrell2007]), con lo que la TRE sería de algo menos de 2. Para la pizarra bituminosa (oil shale) o el CTL los resultados son aún peores, aproximadamente de 1 para las pizarras y algo menores que 1 para el CTL.

Una TRE de algo menos de 2 para el petróleo no convencional que estamos usando hoy, supone que se necesita el doble de extracción de este recurso para dar la misma energía neta que la que

⁵³ Una TRE de 16,8 supone perder un 6% de la energía, como el carbón pierde un 20% respecto al gas, perderíamos un 25% de la energía útil, es decir, una TRE de $(100-25)\%/25\%$

producía el petróleo convencional hace unas décadas. Esto es equivalente a reducir a la mitad las reservas efectivas de este petróleo.

Para el caso de la energía nuclear [Storm2006] da una TRE bajo un ACV en el entorno de 2. El mismo autor calcula unas emisiones asociadas al ACV (con concentraciones de uranio en las minas actuales) del 40% respecto a las emisiones de gas natural para producir la misma electricidad. Teniendo en cuenta estas emisiones, la TRE sería de $100/40 = 2,5$ ya que el 100% de la electricidad genera unas emisiones del 40% de otras energías (a igual eficiencia un consumo del 40% de energía para producir esa electricidad).

Por último, en el caso de la energía eólica, un promedio de las emisiones de CO₂ (theoildrum.com/node/1863) de 15 generadores-campos eólicos da un resultado de 20grCO₂/MJ que en comparación con los 380grC/MJ de las centrales térmicas de gas natural, daría una TRE de 19.

Estos cálculos dan en general unas TRE bastante inferiores a las utilizadas por otros autores [Hall 2005, Cleveland 1984, 1992] y se pueden utilizar como referencia mínima de la TRE.

4.1.3.9. Análisis teórico de la Ep y TRE

Algunos modelos que se desarrollarán van a generar tanto la Ep, la energía de un recurso que se pierde en producir recursos energéticos, como la TRE, el cociente de la energía neta de un recurso entre la energía que se invierte en producirlo.

En el caso de la energía perdida de un recurso “j” no renovable se tendrá:

$$E_p(j) = \sum_{i=1}^n E_p(j, i) \quad (4.4)$$

Siendo $E_p(j,i)$ la energía invertida del recurso j para producir energía neta del recurso i . Es decir, parte del recurso “ j ” se requiere para extraer, procesar y transportar el resto de recursos no renovables ($i=1,2,\dots,n$), incluido él mismo.

A su vez, $E_p(j,i)$ dependerá de la cantidad de recurso “ i ” que se esté extrayendo, E_i (si todo lo demás es constante, cuanto más recurso “ i ” se extrae, procesa y transporta, más energía requerirá), dependerá también en primera aproximación de la fracción de energía que el recurso “ j ” tiene en el mix energético total, E_j/E_T (si todo lo demás es constante y las energías tienden a mezclarse, cuanto mayor es la energía relativa al total del recurso j , más energía dará él para el recurso i).

Por último, se considerará de forma separada la energía requerida para extraer un recurso del resto de operaciones que se necesitan para utilizarlo como fuente de energía. Se supondrá de forma aproximada que la extracción de un recurso requiere más energía cuanto menores son sus reservas; esto se puede suponer así siguiendo los razonamientos que se utilizaron en la hipótesis de Hubbert, si abundan las reservas, se tenderán a explotar primero aquellas de concentraciones del recurso más elevadas y según disminuyan, no habrá más remedio que ir a concentraciones del recurso menores, que requerirán más energía para extraer la misma cantidad de recurso.

Finalmente queda:

$$E_p(j,i) = E_i \cdot \frac{E_j}{E_T} \left(\frac{b}{R_i} + c \right) \quad (4.5)$$

Donde E_T es la energía producida total, R_i son las reservas del recurso “ i ” y b y c son constantes positivas. La constante “ c ” daría cuenta de la parte no extractiva de los requerimientos energéticos. Aunque por un lado la tecnología haría que “ c ” tendiera a disminuir, por otro lado, otras fuerzas tienden a hacerla aumentar pues los kilómetros recorridos tienden a aumentar (al disminuir los

recursos estos tenderán a encontrarse en menos sitios y en promedio a más distancia de los centros de consumo), los niveles de seguridad tienden a aumentar (y con ello la inversión en centrales y demás, con el consiguiente gasto energético derivado) o el procesado puede requerir más energía (al disminuir la calidad del recurso, por ejemplo, petróleos cada vez más pesados, o gas natural que se licua para transportarlo, etc.).

Llevando esta última ecuación a la anterior y haciendo la suposición que las constantes b y c no cambian con los distintos recursos “ i ” quedaría:

$$E_p(j) = c \cdot E_j + \frac{E_j}{E_T} \sum_{i=1}^n b \cdot \text{esfuerzo}(i) \quad (4.6)$$

Donde $\text{esfuerzo}(i)$, es el esfuerzo extractivo del recurso “ i ” (E_i/R_i). Coincidiendo pues la dependencia con la hipótesis de Hubbert.

Por otro lado, la TRE de un recurso es la energía neta que sacamos de él dividido entre la energía invertida en él (que no es su E_p). La TRE de un recurso j , quedará:

$$TRE(j) = \frac{E_j}{\sum_{i=1}^n E_p(i, j)} = \frac{E_j}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{b}{R_j + c} \right) \frac{E_j \cdot E_i}{E_T}} \quad (4.7)$$

Donde en la ecuación se han cambiado los subíndices j, i pues ahora la energía perdida del recurso j es la que invierte en los demás recursos (no la que invertían los demás en él).

Simplificando la anterior ecuación queda:

$$TRE(j) = \frac{R_j}{b + c \cdot R_j} \quad (4.8)$$

Función que disminuye con reservas en disminución de forma más rápida que linealmente, lo que es esperable si atendemos a la pauta que parece seguir algunos cálculos de TRE experimentales (ver tabla 4.5, [Hall 2005, Storm 2006]).

4.2. Relaciones energía, economía, tecnología: Hipótesis Hirsch, Ayres y Meadows

4.2.1. Análisis de la evolución de la intensidad energética

Como ya se ha dicho, la identidad de Kaya [Waggoner2002] es una ecuación dimensional que describe explícitamente algunos de los factores que determinan el nivel de emisiones de gases invernadero o, más específicamente, de dióxido de carbono. Está basada a su vez, en otra identidad más general, conocida como IPAT [Ehrlich1972, Castro2004] que trata de relacionar el impacto ambiental de una actividad humana (I) con tres factores: la población (P), la afluencia (A) y la tecnología (T), reconvertidas a su vez de tal forma que lo que encontramos es una identidad dimensional:

$$I = P \cdot A \cdot T; \quad I = \text{Población} \cdot \frac{\text{PIB}(\$)}{\text{Población}} \cdot \frac{I}{\text{PIB}(\$)} \quad (4.9)$$

En el caso de la identidad de Kaya, se añade un cuarto factor intermedio, de tal forma que las emisiones de dióxido de carbono se escriben:

$$E_{CO_2} = \text{Población} \cdot \frac{\text{PIB}(\$)}{\text{Población}} \cdot \frac{\text{Energía}}{\text{PIB}(\$)} \cdot \frac{E_{CO_2}}{\text{Energía}} \quad (4.10)$$

Los dos últimos factores estarían relacionados con el factor “tecnológico” de la IPAT.

Al cociente (Energía/PIB) se le denomina intensidad energética, y es un factor que lleva utilizándose durante décadas en los análisis de energía-economía-sostenibilidad [Castro-Aparicio1991, Ehrlich1972 IIASA2004].

El último factor es la “intensidad de CO₂”. Ambos se suelen relacionar con la tecnología: el primero con la eficiencia económica (mayor o menor necesidad de energía por unidad de \$ generado) y el segundo con el tipo de energía (las emisiones de CO₂ son distintas según la fuente energética utilizada).

Esta identidad juega un papel central en el desarrollo de los escenarios de futuro del IPCC, de institutos de investigación sobre energías y de Agencias internacionales como los ya citados IIASA, EIA, etc.

Se parte de la hipótesis de que se pueden analizar los cuatro factores por separado y de forma prácticamente independiente, recurriéndose por ejemplo a los escenarios de proyección demográfica de las Naciones Unidas o a escenarios de crecimiento económico per cápita basándose en estadísticas económicas y teoría econométrica a escala global, regional y/o nacional.

En nuestro caso, se utilizará la parte específica para la energía. Así, por ejemplo, la producción de petróleo mundial (PPM) sería:

$$PPM = \text{Población} \cdot \text{PIB per cápita} \cdot \text{Intensidad de petróleo} \quad (4.11)$$

Si los tres factores se consideran independientes, entonces se pueden poner también como suma de variaciones relativas⁵⁴:

$$\frac{\Delta PPM}{PPM} = \frac{\Delta \text{Población}}{\text{Población}} + \frac{\Delta \text{PIB per cápita}}{\text{PIB per cápita}} + \frac{\Delta \text{Intensidad}_{\text{petróleo}}}{\text{Intensidad}_{\text{petróleo}}} \quad (4.12)$$

⁵⁴ [Raupach2007] usa la identidad de Kaya como suma de variaciones relativas. En este trabajo se hará lo mismo para los modelos desarrollados, (la variación sobre el valor absoluto), es decir: (? PPM/PPM).

En los modelos que seguirán se tendrá en cuenta esta identidad, pero se realizan ya las siguientes observaciones:

- La identidad de Kaya no expresa realimentaciones dinámicas entre sus partes; al ser una identidad dimensional se asume que unos factores no dependen de los demás (la población es independiente de la renta per cápita, y ésta de la intensidad energética). En este trabajo, de hecho, el crecimiento de la población no va a depender de la economía o de la energía. Se hará una extrapolación de la variación de la población, como en las últimas décadas, y se comparará con las proyecciones medias de las Naciones Unidas para el futuro.
- La intensidad energética no va a tener una incorporación explícita, sino indirecta en los escenarios y modelos de este trabajo. Como se van a realimentar entre sí la energía y la economía, y la intensidad energética es precisamente su cociente, la función que relacione dinámicamente a estas, implícitamente, deberá responder de la intensidad energética. Esta es una idea que probablemente mejora las proyecciones que se suelen hacer del consumo futuro de la energía, en las que se tienen en cuenta los tres factores de la identidad de Kaya por separado. Así, es habitual presuponer cual va a ser la evolución de la intensidad energética en un futuro, siempre pensando que ésta tiende a ir disminuyendo (crece más rápido la economía que la necesidad energética) (por ejemplo el IPCC, IIASA, EIA, etc. lo hacen así).

Para el IIASA [IIASA2004] de hecho, la intensidad energética es la fuerza directriz que mejor describe el progreso tecnológico en el sistema energético. En todos los escenarios que desarrolla existe un crecimiento económico que supera el crecimiento energético, de tal forma que la intensidad decrece siempre. En sus escenarios esta tasa de decrecimiento va del 0,6% al 1,8% anual, con una media del 1%, que se corresponde con la tendencia histórica de largo plazo.

El comportamiento que se considera normal de la intensidad energética en países desarrollados tecnológicamente es a que detraiga demanda de petróleo, pues para generar una unidad de PIB se necesita cada vez menos energía.

Sin embargo, la intensidad energética es un concepto un tanto esquivo. Se suele suponer que un país a lo largo de su historia sigue una curva en forma de U invertida para la intensidad energética. Al principio de su desarrollo industrial, requiere cada vez más energía para producir una unidad de PIB, sin embargo, a medida que pasa el tiempo, los sectores económicos altamente intensivos en consumo de energía van dando paso a sectores terciarios, con requerimientos menores de la misma para producir el mismo PIB. Se suele achacar además a la propia evolución en la eficiencia tecnológica el que esta curva termine disminuyendo con el tiempo. Pero para complicar las cosas, existen ejemplos de países tecnológicamente y económicamente avanzados en los que la curva puede volver a aumentar (por ejemplo, entre 1993 y 1998 la intensidad de petróleo creció en España, la intensidad energética creció los primeros años del siglo XXI en España). Además, cuando el PIB se mide con el criterio de la paridad del poder adquisitivo entonces, la hipotética diferencia entre países más avanzados económica y tecnológicamente respecto a los que lo son menos desaparece frente a otros factores (Castro 2004).

La siguiente gráfica representa la intensidad de petróleo de algunos países seleccionados:

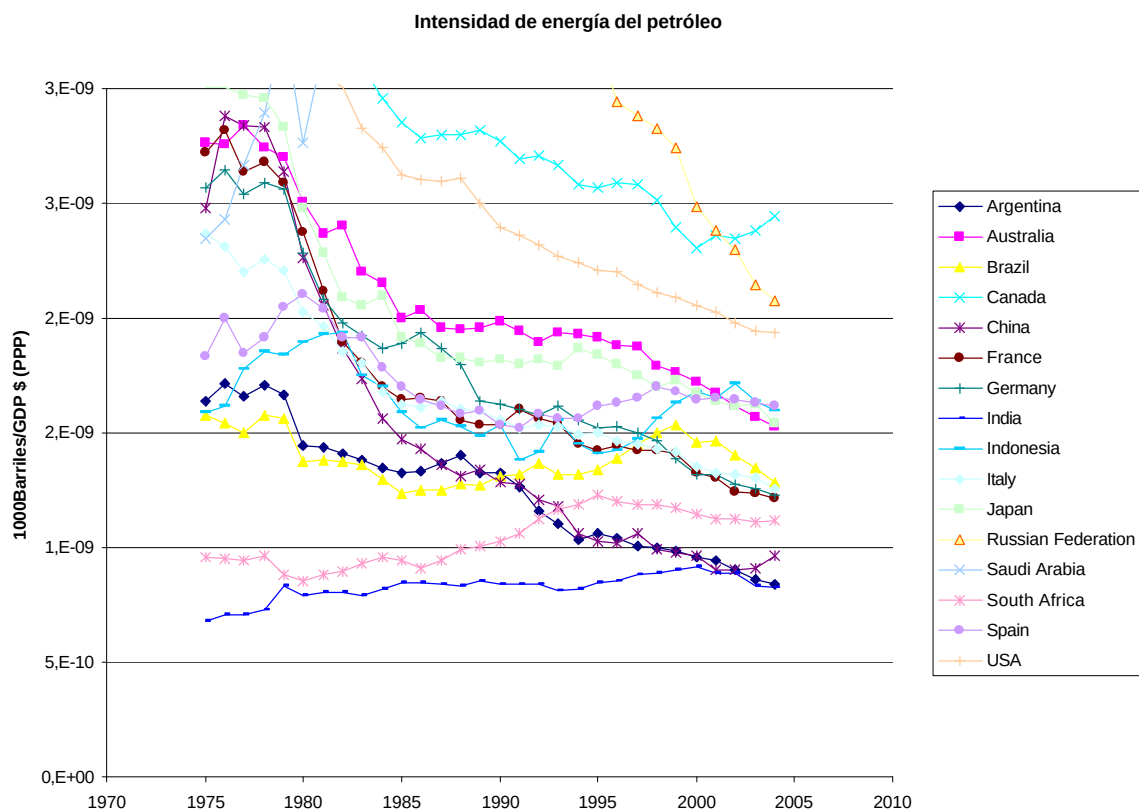


Figura 4.11. Evolución de la intensidad de petróleo de diferentes países. Elaborado a partir de datos de [BP2006]

Pero cuando el crecimiento económico es negativo, la intensidad puede aumentar. Por ejemplo, en los países de la antigua Unión Soviética: Rusia, Ucrania, etc., tras la profunda crisis económica después del cambio de régimen, el decrecimiento en el consumo energético fue menor que la caída de la renta económica, provocando que la intensidad energética fuese en aumento.

Así pues, sólo se justifica con base histórica un descenso de la intensidad energética siempre que el crecimiento económico se siga dando.

Una cuestión que queda pendiente es el efecto que tendría sobre la intensidad energética unas tasas de retorno energético en disminución. Es posible que el descenso histórico de la intensidad energética desde mediados del siglo XIX se haya debido en parte a la incorporación de energías con una mayor tasa de retorno energética (de la leña al carbón y de éste al petróleo) [Prieto2006]; la “calidad” de los nuevos combustibles explicaría una buena parte del descenso de la intensidad

energética; según [Cleveland1984], al menos en Estados Unidos, la caída observada de la intensidad energética entre 1929 y 1984, se debería principalmente al cambio de combustibles de una mayor calidad, como el petróleo y la electricidad primaria. Si esto fuera así y si efectivamente los combustibles no renovables van a ir descendiendo su TRE, entonces, la única forma que permitiría seguir la línea histórica de descenso en la intensidad energética sería la incorporación de otras fuentes energéticas (las renovables) en las que la TRE fuera mayor que las que se prevén para las primeras; si no fuese así, podría ser que la intensidad energética dejara de disminuir o incluso llegara a aumentar.

4.2.2. Relación energía-economía-tecnología:

Para la economía la energía es un factor de producción considerado habitualmente como uno de los motores del crecimiento económico [ChienChang2007]. Existen dos visiones claramente diferenciadas del papel que juega la energía en la economía. Los economistas neoclásicos tienden a considerar que los factores principales de producción en la economía son el trabajo y el capital, siendo la energía un factor intermedio; mientras que los economistas ecológicos tienden a pensar lo contrario [Stern1999]. Por supuesto, existen visiones intermedias que sólo diferencian a la energía del capital y del trabajo en el sentido de que la primera no sería un factor reproducible mientras que los otros dos sí.

En cualquier caso, la energía es un factor de producción (sea intermedio o no), por lo que comprender el papel –junto con el de los recursos materiales no renovables- que juega en el proceso del crecimiento económico, o, casi a la inversa, comprender las consecuencias que la regulación del posible agotamiento de ciertos recursos traerían sobre la propia economía, han llevado a estudios desde casi los comienzos de la ciencia económica [Jevons (1865), Gray (1914), Hottelling (1931)... citados en Smith2002].

Sin embargo, antes de los años 1970, estos trabajos aparecían en contextos en los que los economistas no daban más importancia a la energía que a cualquier otro recurso natural que se considerara importante para mantener la sociedad industrial [Smith2002].

Fue tras las crisis de los 1970 del petróleo cuando la energía se puso en primera línea de la preocupación pública, política y empresarial; con efectos claros posteriores en la bajada de la intensidad energética del petróleo y en las controversias suscitadas sobre el agotamiento del mismo.

A raíz de estas crisis, los enfoques del estudio de la relación entre energía y economía se dividieron principalmente en dos. Por un lado, se enfocaron a la búsqueda de las consecuencias de los precios de la energía sobre la actividad económica, y por otro lado, a la búsqueda de causalidad entre el consumo energético y el crecimiento económico (y viceversa) desde un punto de vista empírico y analizando países o regiones concretas [Zachariadis2007].

Sin embargo, ninguno de los dos enfoques ha dado respuestas claras y coherentes.

En el caso de la influencia de los precios de la energía sobre la actividad económica, la falta de resultados puede ser problemática. Así, [Linch2002], revisando las predicciones pasadas del precio del petróleo termina reconociendo: “so many variables that any econometric model... is unlikely to be successful”.

Ya hemos señalado en la figura 3.4 cómo las previsiones de los economistas de las agencias de la energía o de empresas privadas se están equivocando sistemáticamente en sus previsiones del precio del petróleo en su evolución de la última década.

Y si difícil es predecir la evolución de los precios del petróleo, tampoco son claras las consecuencias que sobre la economía tiene su precio.

Por poner un ejemplo informal pero suficientemente significativo, la siguiente tabla muestra el porcentaje de economistas (en una encuesta del Wall Street Journal [Annett2005]) a los que se les preguntó el precio del barril de petróleo que provocaría una recesión económica en Estados Unidos.

Rango	Agosto 2004	Abril 2005
Menos de \$50	0%	0%
\$50-59	36.73%	0%
\$60-\$69	30.61%	4.76%
\$70-\$79	16.33%	16.67%
\$80 o más	16.33%	30.95%
\$90 o más	--	47.62%

Tabla 4.6. precio del barril que provocaría recesión económica en Estados Unidos según una encuesta a economistas [Annett2005]

En 2008, se hablaba ya de recesión, cuando el precio superó los 100\$ el barril entre enero y junio, y se apuntaron además otras causas.

Quizás la dificultad de los economistas y de las agencias ya citadas para predecir los precios del petróleo y sus consecuencias es posible que recaiga precisamente en que se parte de una hipótesis falsa: la gran abundancia de reservas de petróleo convencional y no convencional.

En consecuencia, en los modelos que se van a seguir aquí no se van a representar los precios de la energía. Se seguirá en este punto el razonamiento de [Meadows 2002], que no los consideran en su modelos en base a que son señales intermedias en un mecanismo de ajuste que funciona – hipotizan- instantánea y perfectamente. Su argumento es que en realidad, las distorsiones que pueden crear los precios en la dinámica de interacción de la energía y de la economía en todo caso generan retrasos y pérdidas de eficiencia, es decir, los Meadows ignoran el efecto del precio en los

modelos, pudiendo en todo caso dar lugar a visiones algo optimistas de la realidad. Por ejemplo, es posible que además de problemas de escasez para cubrir la demanda de petróleo, los precios elevados de principios de 2008 se debieran también a factores especulativos (ante la previsión de que sigan subiendo los precios, se retiene petróleo en los mercados que no se oferta, subiendo aún más el precio), de tal forma que el efecto sobre la economía sea, temporalmente por lo menos, aún peor.

El efecto del descenso de la intensidad energética supone una tendencia hacia el desacoplamiento entre las curvas de producción de energía y crecimiento económico, lo que podría llevar a pensar que las relaciones de causalidad entre energía y economía son menores con el tiempo. En realidad, esto dificulta los estudios estadísticos que buscan estas posibles relaciones, pero no significa que no exista tal causalidad [Zachariadis2007].

Dada la dependencia actual de combustibles fósiles líquidos que tiene nuestro sistema energético, parece natural pensar que exista algún tipo de relación fuerte entre la economía y la extracción de petróleo.

En la siguiente gráfica se puede contemplar la existencia de al menos una correlación entre el crecimiento económico (GDP) y el crecimiento en el uso de petróleo:

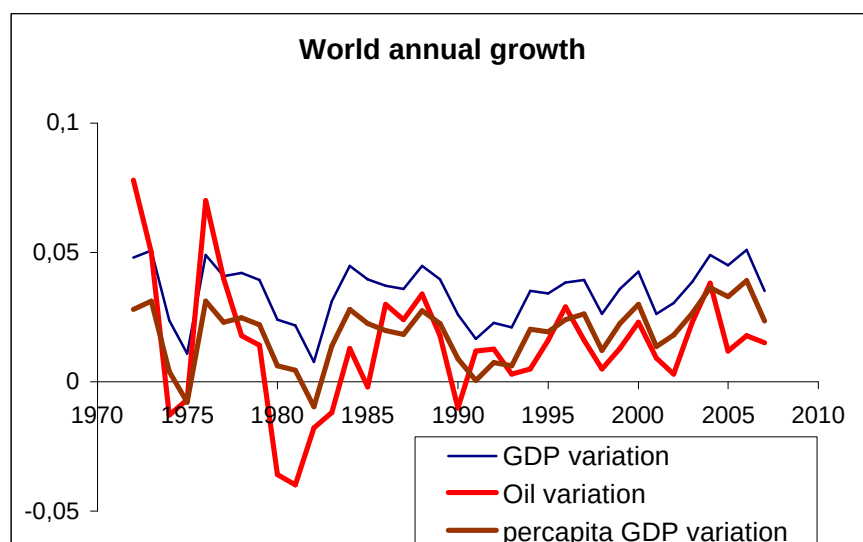


Figura 4.12. Evolución de las variaciones en el producido mundial y en la renta. Elaboración propia a partir de [WEO2004, wikipedia y BP2007].

Aunque de esta gráfica no se pueda inferir si la correlación entre crecimientos es indicativa de relación causal, se podría lanzar la hipótesis de que esta relación causal es mutua, sencillamente porque esta correlación ha existido en el pasado (las variaciones han ido “bailando” al unísono o casi al unísono: quizás un poco por detrás el PIB).

Más próxima está la curva marrón (variación del PIB per cápita) de la figura anterior a la curva roja (variación del consumo de petróleo). De aquí, que, aunque el PIB per cápita y el consumo global de petróleo parezcan variables no congruentes para compararlas, en base a su correlación sí puede estar justificado hacerlo. Algunos análisis con técnicas estadísticas bastante desarrolladas, buscan precisamente esta relación (por ejemplo, [Jobert2007, Soyta2003]), si bien otros autores las critican precisamente por no parecer congruentes [Zachariadis2007]. Pero Aunque Zachariadis diga que un problema de hacer esto sea que esas variables tienen unidades diferentes, esto se podría aplicar también a cualquier variable energética cuando se da en unidades físicas (julios, o julios per cápita) y se la compara con una económica medida en unidades monetarias (\$ o \$ per cápita). Mezclar Julios con \$ per cápita, es tan coherente como Julios con \$, al menos desde el punto de vista del

problema de las unidades. Si se quiere comparar manzanas con manzanas, habría que previamente reconvertir unidades energéticas en un equivalente monetario o a la inversa. Pero esto es algo que no se hace nunca desde la economía neoclásica, y que en todo caso, se intenta en la economía ecológica (exergía, calidad de energía, emergía, son algunos intentos que tratan de unir ambos mundos).

Un problema de la correlación entre estas dos variaciones a escala global es que en el pasado, cuando decreció la oferta de petróleo, especialmente en las crisis de 1973 y de 1979, los precios del petróleo se dispararon, lo que a su vez produjo recesión en unos países y superávit en los países productores. En estas dos crisis, se enriquecieron los países productores. El enriquecimiento de los países productores frenó algo la caída mundial del PIB per cápita.

En un futuro la situación puede ser muy distinta. Si la oferta de petróleo decreciera de forma continuada como prevén los modelos de los autores que ya hemos visto, la variación de renta se haría relativamente pronto negativa, a pesar de que el incremento de precios beneficiara temporalmente a los países productores y exportadores.

Si se observa con más detalle la gráfica anterior, se ve que la mayor crisis fue la de 1979, en la que se vivieron 4 años de decrecimiento de la oferta de petróleo y sólo 1981 y 1982 tuvieron decrecimiento de la renta mundial per cápita (con un desfase de aproximadamente un año entre curvas).

¿Qué pasaría ante un descenso del 2 o 3 o 5% anual de forma continuada en la oferta de petróleo?

“The rate of decline after a peak is an important consideration because a decline that is more abrupt will likely have more adverse economic consequences than a decline that is less abrupt” [GAO2007 en Hirsch2008].

Aunque el descenso de la extracción fuese relativamente suave, como el del 1-2% anual, que quizás no provocara por sí solo un decrecimiento en la renta mundial, podría bastar para que la

economía se quedara estancada durante un tiempo. Pero un sistema económico basado en el crecimiento, que no crece, autogenera problemas⁵⁵ en la propia economía. Es decir, que un estancamiento económico no puede durar muchos años sin que él mismo sea causa de recesión y, a la postre, de crecimiento negativo.

Por supuesto, un decrecimiento de la extracción de petróleo de más del 3% anual, de forma sostenida, podría generar, al menos durante un tiempo, una crisis económica mundial. Crisis que podría entrar en un círculo vicioso, o realimentación positiva, que llevara al colapso de la economía mundial (menos energía, menos renta; menos renta, menos energía producida).

En cualquier caso, los modelos que se presentarán, van a trabajar con una relación entre energía y economía. Asunto que es la segunda corriente de análisis económico que se ha mencionado antes.

En la relación causal entre energía y economía, aunque se ha avanzado mucho, y la cantidad de trabajos está creciendo rápidamente, desde el enfoque de la economía neoclásica, algunos estudios encuentran que la energía es la que determina la marcha económica, en otros se encuentra la causalidad inversa, en otros no se encuentra causalidad en ninguna dirección y aún otros encuentran una causalidad bidireccional⁵⁶ [Zachariadis2007, ChiengChang2007].

En análisis y revisiones recientes, las críticas a estos resultados contradictorios se centran en las propias metodologías estadísticas que se estudian: en los tipos de estadísticas o en el número de datos temporales.

[Zachariadis 2007] centra su crítica, además, en el problema que supone usar pocas variables, como es el consumo global de energía y el PIB global. Él hace un esfuerzo de desagregar no solo en energía primaria sino en energía por sectores (residencial, industrial, servicios y transporte), y aplica varios tipos de test estadísticos para buscar las relaciones. Así concluye que tienden a

⁵⁵ Si la economía no crece, aparece inflación, paro, etc., y al final, recesión y crisis. (Comunicación personal de Jesús Santamaría, profesor de Economía de la UVA)

⁵⁶ Causalidad bidireccional es lo mismo que realimentaciones entre energía y economía en el lenguaje que usamos aquí [Sari2008]

encontrarse más relaciones de causalidad que las que se detectan con métodos no desagregados. Por ejemplo, los métodos “clásicos” sin desagregar no encuentran relaciones de causalidad en Estados Unidos, sin embargo, todos los métodos estadísticos analizados por él sí encuentran una relación de influencia de la energía consumida en el sector servicios hacia la economía y de ésta hacia el consumo energético en el sector transporte.

[Huang2008], utiliza datos de 82 países y los analiza en su conjunto (en general, los análisis se centran en país por país) y encuentra una relación positiva de realimentación bidireccional entre el crecimiento económico y el consumo de energía, aunque si clasifica ya por países según su renta entonces las relaciones cambian.

[ChienChang2007], critica las contradicciones encontradas de este tipo de análisis en base a que en las estadísticas se ignoran los cambios estructurales, algo que se sabe que existe cuando se analiza la influencia del precio del petróleo sobre la economía [Hooker2002, Mork1994, Lee1995 en ChienChang2007, Hamilton2003]. Además, analizando las dos crisis energéticas del petróleo, concluye que fueron un signo claro de fuertes choques exógenos al consumo de la energía mundial, los cuales impactaron a su vez en las actividades económicas de todos los países, llevándoles a muchos a la recesión. Recesión que a su vez, les llevó a que adoptaran medidas severas de recortes energéticos. Este es un ejemplo de cambio estructural que si no se tiene en cuenta en los test estadísticos puede dar lugar a las incongruencias observadas.

Entonces, recurren a un nuevo método estadístico que permita introducir este tipo de rupturas o cambios estructurales, concluyendo que en todos los países desarrollados investigados (22) existe una causalidad bidireccional y en los países en desarrollo (18), la causalidad es unidireccional desde la economía hacia la energía. También encuentra que las crisis energéticas tienen un impacto negativo sustantivo tanto en la energía consumida per cápita como en el PIB real per cápita en todos los países investigados; esto es importante para este trabajo porque se van a manejar

escenarios en los que habrá crisis energética –vista como descenso de la oferta de petróleo y/o energía-.

Desde el enfoque de la economía ecológica, existe una tradición mayor en analizar estas relaciones ya que su perspectiva hace hincapié en los límites tanto del progreso tecnológico como de las posibilidades de sustitución entre la energía y otros factores productivos. Estos economistas tratan la economía como sistemas termodinámicos abiertos dentro de un ecosistema en la práctica materialmente cerrado, que extrae materiales y energía de baja entropía del ambiente para crear bienes y servicios y genera residuos y energía de alta entropía. Bajo esta aproximación biofísica, no hay duda alguna de que existe un impacto del uso de energía sobre el crecimiento económico (recuérdese que se argumenta que la energía es el factor principal de la producción y no el capital o el trabajo: [Cleveland1986]).

En este trabajo se considera que la perspectiva mental en la que se sitúa la economía ecológica, es más fácil de entender y parece más coherente.

Puesto que esta perspectiva económica, aunque minoritaria, se centra mucho en la energía y los recursos materiales, la bibliografía vuelve a ser de nuevo muy extensa. En este caso, bastará quizás centrar la atención en las visiones que tratan de tender algunos puentes entre la visión neoclásica y la ecológica, pues el objetivo que se persigue no es un análisis de la economía energética y sus pros y contras en el debate de la energía-entropía y sus implicaciones⁵⁷, sino hacer coherentes las hipótesis que emplearemos en nuestros modelos que tratan de relacionar de forma realimentada la energía con la economía.

A la hora de trabajar con las distintas formas de recursos energéticos, la manera más sencilla es transformar en Julios calóricos (o toneladas equivalentes de petróleo calóricas) para agregar en un

⁵⁷ Ver [Georgescu-Roegen1996 o Naredo1999], y [Castro2006] para una crítica.

único valor las distintas fuentes de energía. Esto sirve luego para los análisis estadísticos que se hacen en los estudios de los economistas neoclásicos.

Desde la economía ecológica se argumenta que la agregación simple no da cuenta de las diferentes capacidades económicas o físicas de las distintas formas de energía. Se han propuesto otros conceptos: la exergía o coste termodinámico⁵⁸, que es la energía disponible que podemos usar de forma útil. Mientras la energía es una medida de cantidad, la exergía mide además su calidad o eficiencia [Naredo1999]. La emergía, o energía disponible de una clase que se ha usado previamente para realizar un producto o servicio [Odum1988]. O la calidad energética, medida para este caso como la utilidad económica relativa de una fuente energética por Julio [Cleveland2000].

Cleveland argumenta de hecho, con base empírica, que la calidad energética definida así, es mejor indicador para estudiar la relación economía-energía que la agregación simple, y también que los indicadores más físicos como la exergía o la emergía. Cuando se aplican los análisis estadísticos neoclásicos con el criterio de la calidad energética, entonces encuentra aún mayor relación de causalidad entre la energía y el crecimiento económico. Así, una buena parte de los efectos en el crecimiento económico se deberían a la sustitución de energía de baja calidad por alta calidad, por ejemplo, históricamente cuando se pasa del uso de carbón de leña, al carbón, y más tarde al petróleo, se están haciendo una serie de sustituciones que van aumentando la calidad energética media. Aunque la definición de calidad energética es diferente a la TRE (tasa de retorno energético) de la que se ha hablado ya, Cleveland define una TRE que tiene en cuenta de nuevo la calidad energética, concluyendo que ésta TRE (*divisia*) es siempre menor que la TRE física para el caso que él estudia en Estados Unidos. Lo que significaría que los efectos económicos de un descenso de la TRE aún pueden ser más graves que lo que se intuye por el manejo de una tasa de retorno energético más física.

⁵⁸ Se define como: Exergía = Energía – Temperatura·Entropía

Cleveland argumenta también que el descenso de la intensidad energética se toma por algunos economistas como prueba de la relativamente débil conexión entre energía y economía, pero buena parte de ese descenso de la intensidad se explica por los cambios en la mezcla energética, más que por hipotéticos avances de eficiencia tecnológica. Si esto es así, el desacoplamiento energía-economía sería en gran medida ilusorio, pues cualquier crecimiento en el coste de producir recursos energéticos de alta calidad, tendría importantes impactos económicos.

Tres límites se podrían encontrar en este proceso evolutivo de las calidades energéticas: Puesto que la energía de mayor calidad es la electricidad, eventualmente toda la energía sería eléctrica y ya no se podría substituir⁵⁹. Como las fuentes energéticas no son substitutos perfectos de las otras, el proceso de substitución puede tener límites económicos que impedirían su substitución total (y rápida). El petróleo convencional y el gas natural son fuentes de mayor calidad energética que el petróleo no convencional y el carbón, de ahí que si se agotan primero, puedan ser sustituidos por fuentes energéticas de inferior calidad, revirtiéndose el proceso ocurrido históricamente.

Además de los anteriores límites, algunos autores argumentan la necesidad de “desmaterializar” la economía, es decir, cómo desacoplar verdaderamente la economía de la necesidad en aumento de recursos energéticos y materiales no renovables o de flujo limitado (para los renovables). [Ayres2005], señala una condición: habría que acelerar la innovación tecnológica. Es decir, que la eficiencia tecnológica no se incrementaría linealmente, sino más rápidamente. Si bien hay una imposibilidad física de que una tasa de crecimiento aumente de forma continua, quizás esto se pueda hacer durante el tiempo suficiente para que el sistema económico “aprenda” a no tener la necesidad de crecer. El argumento implícito de [Ayres2005] y explícito de otros autores [Daly1973, Castro2004] es que la economía no puede aspirar a crecer siempre, porque nunca logrará desconectarse de la energía y de la materia que la soportan. Aunque esto pueda parecer

⁵⁹ Llama la atención que el sector transporte está incorporando ya motores híbridos (gasolina-electricidad) y quizás relativamente pronto el transporte sea con motores eléctricos.

problemático para los economistas neoclásicos, desde el punto de vista de la “economía” de la naturaleza, puede existir desarrollo sin crecimiento [Odum 1989, Castro2001, Castro2008a].

En los modelos se incorporará una variable exógena que dé cuenta de un aumento en la eficiencia tecnológica siguiendo la hipótesis que se llamará Ayres, aunque se investigará también las consecuencias que tendría una variable endógena de la eficiencia dependiente de la marcha económica (Hipótesis Meadows). La extracción de un recurso energético tendería a crecer por la innovación tecnológica si el resto de factores se mantuviese constante (demanda, reservas...), la tasa de crecimiento en la innovación tecnológica que permitiría un crecimiento correspondiente en la capacidad extractiva, tendería a aumentar hasta que este crecimiento llegara a un límite físico. Es decir, con el tiempo la innovación puede aumentar su tasa de crecimiento pero no sería realista que esta tasa siguiera creciendo a tasas siempre más elevadas. Si la tasa de crecimiento fuese finalmente constante (por ejemplo un 3% anual), significaría que tendríamos un crecimiento exponencial en la capacidad extractiva del 3%. Es decir, puede parecer razonable que la tasa de crecimiento de la innovación tecnológica vaya aumentando año a año, lo que supondría un crecimiento más que exponencial, siempre que no pase de un límite que aún así, llevaría a un crecimiento exponencial en esa innovación.

Es más, las condiciones para que se dé esta aceleración en la innovación tecnológica, parece intuitivo que requieren una buena marcha económica, un crecimiento en la economía que permita las inversiones en I+D adecuadas; si la economía se estanca o decrece, se produciría un declive industrial [Meadows2002]) y con él la capacidad de innovación tecnológica para descubrir o extraer recursos, de tal forma que en un principio esta innovación tecnológica crecería a tasas de crecimiento cada vez menores. Incluso, si el decrecimiento económico fuese continuado llegaría un momento en que el propio mantenimiento y conservación de los equipos industriales empezarían a deteriorarse y junto con ellos decaería la producción de los bienes industriales necesarios para

extraer los recursos naturales [Meadows 1992, 2002], se caería en una espiral de realimentación positiva: menos capital, menos tecnología, menos capital.

[Hirsch 2008] hace un estudio muy reciente de los posibles escenarios de escasez de petróleo sobre los impactos en la economía. Para ello se basa precisamente en las crisis de petróleo del 1973 y 1979, como únicas pistas del pasado. Su conclusión es que hay muchas incertidumbres, complicaciones e incógnitas como para que la precisión sea posible.

Termina dando una estimación “gruesa” u orden de magnitud para la relación entre el porcentaje de cambio en la renta mundial y el porcentaje de cambio en la oferta de petróleo. Así el valor es:

$$\frac{\% \text{ cambio en el PIB}}{\% \text{ cambio en la oferta de petróleo}} \approx 1 \quad (4.13)$$

(“10 es demasiado grande, 0,1 es demasiado pequeño”, señala). Cuando ambos cambios crecen, parece que el valor es algo mayor que uno (como muestran las curvas de la anterior figura 4.12), y cuando ambos decrecen, al menos para Estados Unidos, la relación es ligeramente menor que uno (0,6-0,75).

Si esto fuera siempre así, la intensidad energética tendería siempre a disminuir, cosa que no ha sido el caso durante las recesiones económicas de los países de la antigua Unión Soviética. En estos, como ya se ha señalado, la intensidad energética creció durante buena parte de su colapso económico, lo que implica que la relación entre % de cambio sería > 1 y no 0,6-0,75, en este caso. Esto puede significar que 0,5 podría ser incluso “demasiado pequeño”. [Hirsch2008] analiza las consecuencias de un descenso en la producción de petróleo sobre la economía. Aquí se hará también al revés: el descenso sobre la producción o consumo de petróleo que tendría un descenso de la economía.

En los modelos que se desarrollarán, utilizaremos la hipótesis de Hirsch con el valor 1, pero se explorarán otros escenarios algo más optimistas para la economía (menos dependientes del crecimiento del petróleo, [Castro2007a]). En escenarios que contemplan otras fuentes de petróleo además del convencional, utilizaremos esta hipótesis aplicada a la producción de energía global en vez de al petróleo.

Otros argumentos para apoyar la hipótesis de que la producción energética realimenta la economía y ésta realimenta la demanda energética se encuentran precisamente a partir del análisis de la disminución de la mena o concentración de un mineral o recurso. Así, [Cleveland1996], obtiene que el efecto de la disminución de la mena de las minas de cobre en Estados Unidos supone un aumento de las necesidades energéticas que requieren estas explotaciones, lo que implica un aumento de las necesidades energéticas de uranio y combustibles fósiles para el país, que a su vez, implican un descenso en su calidad y un aumento de sus costes energéticos. Este efecto de realimentación hace más difícil un descenso en el futuro de la intensidad energética y terminaría pasando factura al crecimiento económico.

A su vez, los problemas económicos tienen consecuencias drásticas sobre la producción. El descenso de las menas explotadas de un recurso puede verse revertido en épocas de crisis económica. Así, el porcentaje de cobre en el mineral de las minas en explotación de Estados Unidos a lo largo del siglo XX ha ido en general en descenso, salvo durante la crisis económica de 1929-1934, en la que se explotaron las minas con una mena mayor [Meadows1992]. La caída de la actividad económica cerró las minas marginales y dejó en funcionamiento las más rentables que eran precisamente las de mineral más concentrado.

Si este comportamiento se repitiera de manera análoga ante un pico del petróleo con consecuencias negativas sobre la economía, ésta podría traer el cierre de aquellas explotaciones menos rentables y de menor concentración, es decir, aquellas de una TRE menor. Pero esto podría

significar el descenso productivo del petróleo no convencional o el de aguas profundas o polares. Es decir, aquel petróleo que precisamente algunas proyecciones esperan que suplante la caída del convencional.

Escenarios y Modelos

5.0. Introducción

La estructura que se va a seguir sigue el diagrama de la figura 2.1 de una forma que se podría visualizar como espiral creciente: primero se construirán modelos sencillos y se irá “recorriendo” el citado diagrama para ir incorporando poco a poco todas las relaciones e hipótesis que se han discutido y analizado en el capítulo anterior. Además, se trabajará desde una fuente energética concreta, el petróleo convencional, y se irán agregando otras fuentes y tipos de energía, hasta llegar a modelos que contemplen el conjunto de energías disponibles a la humanidad.

En los escenarios y modelos de este trabajo, no se van a incorporar en general de forma realimentada las consecuencias que el uso de la energía tienen sobre el cambio climático y los posibles efectos que éste tendría sobre la economía y el propio sistema energético. Sin embargo, se elaborarán las emisiones de CO₂ en los distintos escenarios manejados y se compararán con las del [IPCC2001]. También se discutirá los efectos económicos del cambio climático (o de los problemas ambientales en general) y sus posibles consecuencias sobre la economía y la energía en escenarios que incorporan de una forma sencilla un perjuicio sobre el crecimiento económico.

5.1. Modelos utilizados como test para validar las hipótesis de [Hubbert](#)

5.1.1. Extracción de petróleo convencional en Estados Unidos sin Alaska

El primer paso será la construcción de un modelo para la extracción anual de petróleo que se basará en dinámica de sistemas. Se pretende modelar las ideas del geólogo K. Hubbert (Hubbert 1956), trasladarlas a modelos mediante la hipótesis que hemos denominado [Hipótesis de Hubbert](#) y comparar los resultados de las simulaciones con los datos reales de extracción de Estados Unidos (sin Alaska).

Se dijo ya que la teoría de Hubbert se basaba en la idea de que los límites geológicos (la cantidad de reservas físicamente extraíbles) influyen en la extracción de un recurso no renovable incluso más que factores económicos, tecnológicos o políticos.

Se usarán los diagramas de *stock-flujo* de Forrester [Aracil1997, Forrester1971] para representar los modelos y se simularán con el programa Powersim Constructor V2.51.

El primer modelo (figura 5.1) se lee de izquierda a derecha y comienza con un stock (nivel o variable de estado) que se denomina *recursos no descubiertos* (que representa la cantidad de petróleo convencional en pozos aún no descubiertos). El flujo anual de descubrimientos (*descubrimientos*) “extrae” petróleo del nivel *recursos no descubiertos* y lo “deposita” en el nivel de *reservas* (la cantidad de recursos extraíbles). La flecha curva azul representa la conexión causal entre los *recursos no descubiertos* y los *descubrimientos* anuales. Esta flecha representaría la teoría de Hubbert: los descubrimientos dependen proporcionalmente de la cantidad de recursos aún no descubiertos.

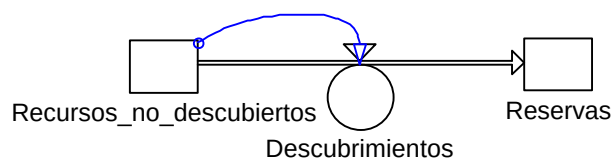


Figura 5.1. Diagrama del proceso de recursos hacia reservas.

Haciendo esto de forma cuantitativa, y empleando el diagrama anterior en una simulación, obtenemos curvas como las siguientes:

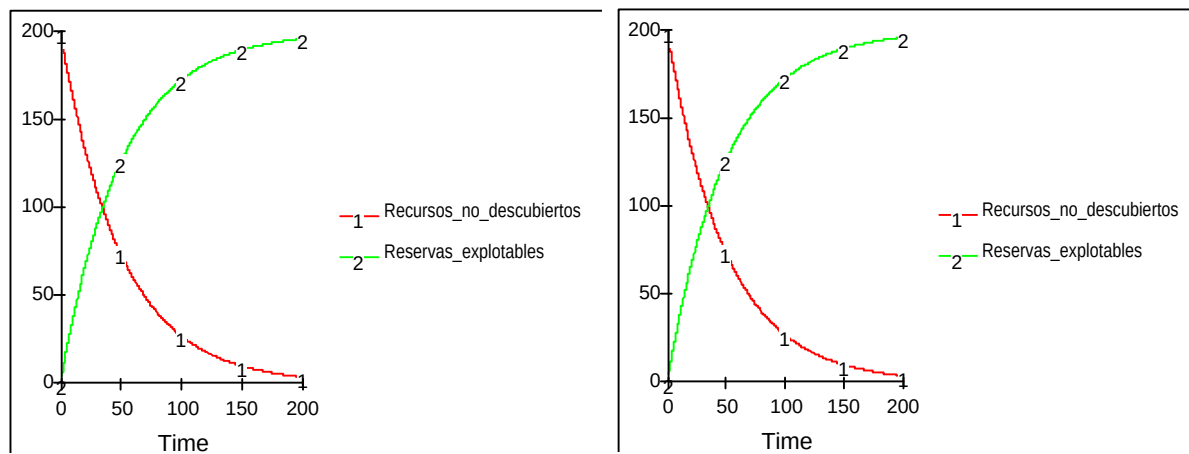


Figura 5.2. Evolución de los recursos, las reservas y los descubrimientos anuales de un campo de petróleo hipotético.

En los resultados de esta simulación, se obtienen caídas exponenciales tanto en las *Reservas no descubiertas* como en los *Descubrimientos anuales*.

Si se repite el esquema para la parte de la extracción de petróleo a partir de las *Reservas explotables*:

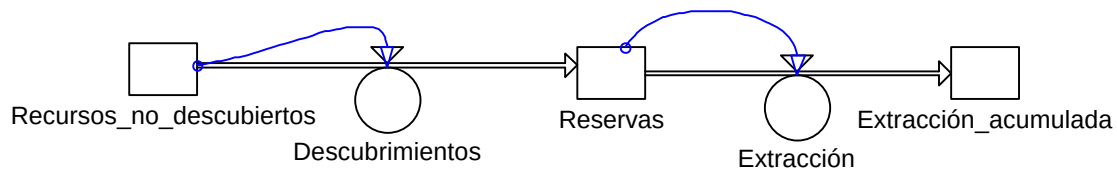


Figura 5.3. Diagrama de recursos hacia reservas y de estas a producción acumulada

Las ecuaciones que trasladan el diagrama de la figura anterior son:

$$\frac{d(RnD)}{dt} = -D \quad (5.1)$$

$$\frac{d(R)}{dt} = D - E \quad (5.2)$$

$$\frac{d(EA)}{dt} = E \quad (5.3)$$

$$D = a \cdot RnD \quad (5.4)$$

$$E = b \cdot R \quad (5.5)$$

Donde RnD son los Recursos_no_descubiertos, D son los Descubrimientos anuales, R son las Reservas, E es la extracción anual, EA es la Extracción acumulada, y a y b son constantes.

Si se escogen los parámetros iniciales (t=0) de los niveles, RnD = 200, R=0 y EA = 0, y a y b con valor 1/75, se obtienen las siguientes gráficas (ver en Anexo: AAA02.sim):

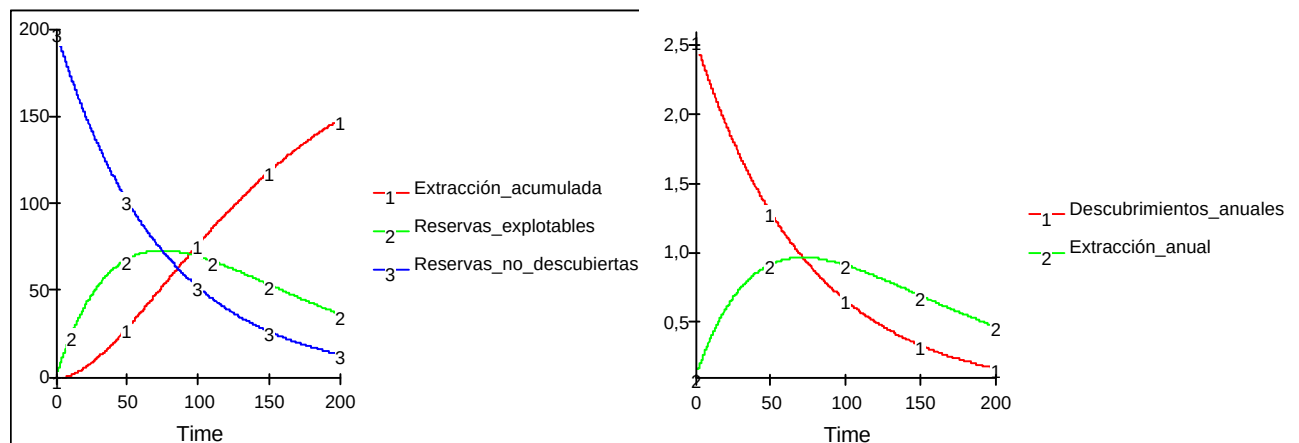


Figura 5.4. Evolución de la extracción acumulada, las reservas explotables, las reservas no descubiertas, los descubrimientos anuales y la extracción anual de un campo de petróleo hipotético

Como se ha dicho, de acuerdo a las tesis de Hubbert, la probabilidad de encontrar nuevos yacimientos (descubrimientos medidos en cantidad de volumen de petróleo) sería proporcional a las reservas no descubiertas. Y si las curvas de descubrimientos y de extracción son similares, entonces la *Extracción* anual sería proporcional a las *Reservas explotables*. Sin embargo, las curvas obtenidas son una caída exponencial en la tasa de descubrimientos (*Descubrimientos anuales*) y una curva en U invertida para la tasa de explotación (*Extracción anual*).

Aunque las curvas de la figura 5.4 capturan las bases del comportamiento descrito por Hubbert, no son nada precisas. La curva de los descubrimientos seguiría aceptablemente bien la realidad si se comenzara la simulación cuando éstos están decreciendo exponencialmente, pero no antes. Por otro lado, la curva de extracción no es una gaussiana como hipotizaba Hubbert.

Las hipótesis de Hubbert habría que ponerlas en contexto temporal. En 1956 los descubrimientos en Estados Unidos estaban cayendo rápidamente (exponencialmente), lo que quedaría reflejado en la hipótesis y en este modelo. Es decir que, para estos primeros modelos, la parte de extracción no sirve, y para la parte de descubrimientos sí, siempre que se esté en la fase de descenso exponencial.

Por tanto, se debe complicar un poco más el modelo.

La figura 5.5 describe un nuevo modelo. En este modelo los descubrimientos y la extracción anuales se establecen en términos de su variación porcentual. La *Variación descubrimientos* y la *Variación extracción* representan el porcentaje de crecimiento o decrecimiento de los *Descubrimientos* y de la *Extracción* respectivamente:

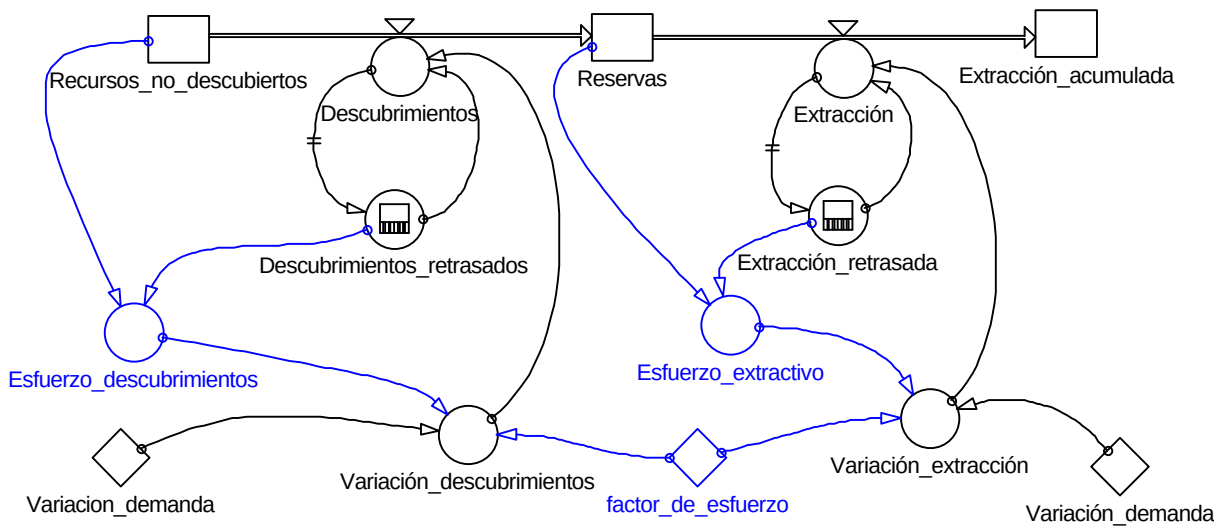


Figura 5.5: diagrama de Forrester para los descubrimientos y la extracción de un recurso no renovable. En azul se representa la Hipótesis "Hubbert".

Los *descubrimientos* anuales cada año son, pues, los descubrimientos anuales del año anterior (*descubrimientos retrasados*) más la *variación de descubrimientos*, y la *extracción* anual es la suma de la extracción del año anterior (*extracción retrasada*) más la *variación de la extracción*:

$$D_n = D_{n-1} \cdot (1 + \Delta D) \quad (5.6)$$

$$E_n = E_{n-1} \cdot (1 + \Delta E) \quad (5.7)$$

Donde D_n y E_n son los Descubrimientos y la Extracción en el año "n", ΔD y ΔE es el aumento o disminución de la cantidad de descubrimientos o de extracción entre dos años consecutivos.

Este modelo describe la realidad de forma más precisa que los anteriores modelos porque, en el mundo real, cuando la extracción o los descubrimientos crecen, en parte lo hacen como porcentaje de la extracción o los descubrimientos del año anterior ya que cuanto más se esté extrayendo o

descubriendo, más fácil es incrementarlos en términos absolutos (por la infraestructura ya creada, el consumo, los beneficios industriales etc.).

Se introduce también una forma diferente de modelar la teoría de Hubbert. Se establece lo que se ha denominado [Hipótesis Hubbert](#) en los capítulos anteriores:

- La variación de la extracción de un recurso no renovable dependerá (si todo lo demás permanece constante) del *esfuerzo extractivo (EE)*, que se define como:

$$EE_n = \frac{E_{n-1}}{R_n} \quad (5.8)$$

De forma análoga:

- La variación de los descubrimientos de un recurso no renovable (si todo lo demás es constante) dependerá del *esfuerzo de descubrimientos (ED)*:

$$ED_n = \frac{D_{n-1}}{RnD} \quad (5.9)$$

Estos *esfuerzos* vendrán multiplicados por una constante positiva que se denominará *factor de esfuerzo (f)*.

Esta es una forma más precisa de describir la idea de que los descubrimientos y la extracción varían con sus respectivos niveles o “stocks”, así, cuanto menores sean los recursos no descubiertos más difícil será incrementar la extracción anual relativos a los descubrimientos del año anterior⁶⁰.

⁶⁰ Es más fácil aumentar un 10% el número de descubrimientos cuando los descubrimientos son por ejemplo de 0.5Gbarriles anuales que cuando estamos descubriendo 4Gbarriles. De forma análoga el esfuerzo se aplica a la extracción y su variación. El esfuerzo productivo se podría representar también por P/R, la producción (extracción) del año anterior entre las reservas extraíbles de petróleo. Curiosamente, P/R es el inverso de una magnitud clásica en la literatura de los recursos fósiles: el cociente R/P, que se suele dar como una idea (errónea) del tiempo que queda para acabar con las reservas.

La variación de los descubrimientos será pues una constante (*variación demanda o DDe*) menos el esfuerzo multiplicado por un factor de corrección (el factor de esfuerzo). Y de forma análoga para la variación de la extracción. Las constantes, *variación demanda* que se aplican tanto a la variación de los descubrimientos como de la extracción, representa la tasa de crecimiento de los descubrimientos (o de extracción), de tal forma que se seguiría una curva exponencial creciente si lo demás permaneciera constante. Representaría el resto de fuerzas que dirigirían la explotación de un recurso natural, principalmente la demanda económica.

Quedarían:

$$\Delta D = \Delta De - f \cdot ED_n \quad (5.10)$$

$$\Delta E = \Delta De - f \cdot EE_n \quad (5.11)$$

Donde ΔD es la variación de los descubrimientos, ΔDe es la variación de la demanda de petróleo, f es el factor de esfuerzo, ΔE es la variación de la extracción y ED_n y EE_n son los esfuerzos en los descubrimientos y extractivo en el año n respectivamente.

Para simular la extracción de petróleo crudo de Estados Unidos (sin Alaska), se deben escoger y justificar algunos parámetros:

Las reservas extraíbles últimas, URR, se toman de 200Gbarriles, de acuerdo a los cálculos que se hicieron en el capítulo anterior. El año inicial será 1902, pues es el primer año del que disponemos de datos de descubrimientos. En ese año, la *Extracción acumulada* era de aproximadamente 1Gbarriles. Las *Reservas explotables* serían los descubrimientos acumulados menos la *Extracción acumulada*. Si se toman los descubrimientos acumulados para 1902 entre 7 y 10Gbarriles (el ajuste gaussiano daba 6,8Gbarriles para gaussiana de errores absolutos, 9,7Gbarriles para relativos y >20 para lorentziana), quedarían unos 8Gbarriles para las reservas explotables en 1902. Por tanto los *Recursos no descubiertos* del año inicial serían de 191Gbarriles. Los *Descubrimientos anuales*

retrasados eran inicialmente de 0,69Gbarriles (según el ajuste gaussiano de la figura 4.9), y la *Extracción anual retrasada* de 0,069Gbarriles (que fue la extracción real). La tasa de crecimiento en los descubrimientos en 1902 era de 0,082, según el ajuste gaussiano con errores absolutos y de 0.095 para la extracción también con el ajuste gaussiano. Se tiene en cuenta que hay que sumar los valores del esfuerzo de 1902 al valor inicial que se pone en la ecuación: Variación = Valor inicial - f *Esfuerzo. Así pues el único factor que se "elige" es el factor de esfuerzo (f) que multiplica al esfuerzo, que se tomo idéntico tanto para la extracción, como para los descubrimientos –esto no se justifica, pero de esta forma se tiene un parámetro para dos ajustes-, si se eligiera el parámetro para cada ajuste sería fácil ajustar la realidad al modelo. Tomando valores para " f " de 2, 2.5, 3, 3.5 y 4, y haciendo la simulación, resulta que el que mejor ajusta a la realidad es $a = 3$. Así los valores que se usan son: URR 200Gb. Reservas no descubiertas iniciales 191Gb, Reservas conocidas iniciales 7Gb, Extracción acumulada 1Gb. Tasa de extracción retrasada inicial 0,069Gb, tasa de descubrimientos retrasada inicial 0,69Gb. Variación de los descubrimientos = $x - 3$ *esfuerzo, donde el esfuerzo inicial es 0,69/191, es decir, $x - 3 * 0,69/191 = 0,082$. Y x valdría algo menos de 0.093 (teniendo en cuenta que la gaussiana da un valor 0.082 seguramente alto respecto a la realidad): Se toma en la simulación $x = 0.09$. Para el incremento de la extracción = $z - 3$ *esfuerzo, donde el esfuerzo inicial es 0,069/8, es decir, $z - 3 * 0,069/8 = 0,095$, y z valdría algo menos de 0.121 por la misma razón. Se toma $z = 0.12$.

Con estos parámetros la simulación de este modelo queda (ver Anexo: AAA04.sim):

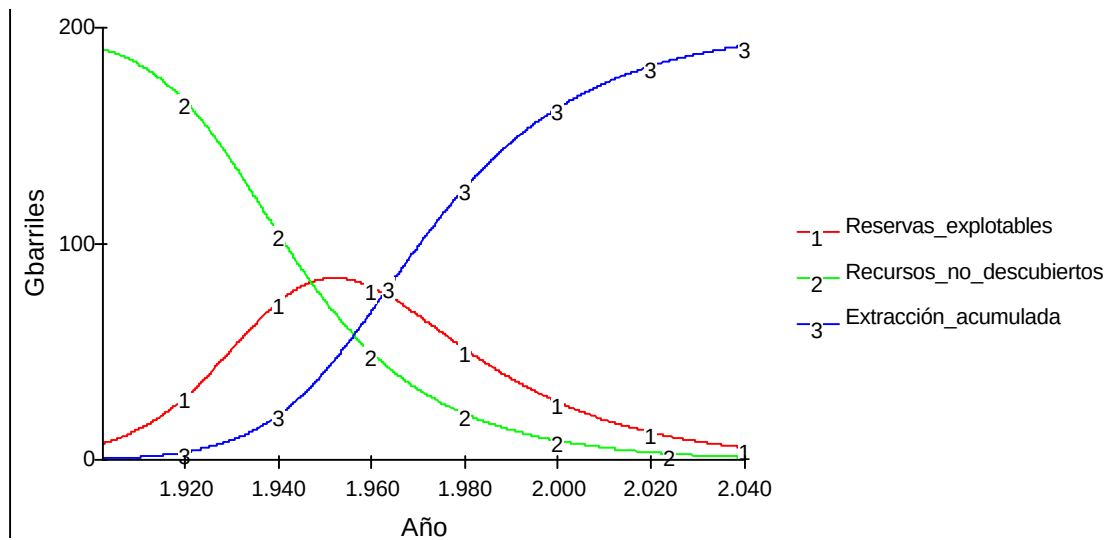


Figura 5.6. Evolución de las reservas, los recursos no descubiertos y de la extracción acumulada en Estados Unidos según el modelo de la figura 5.5.

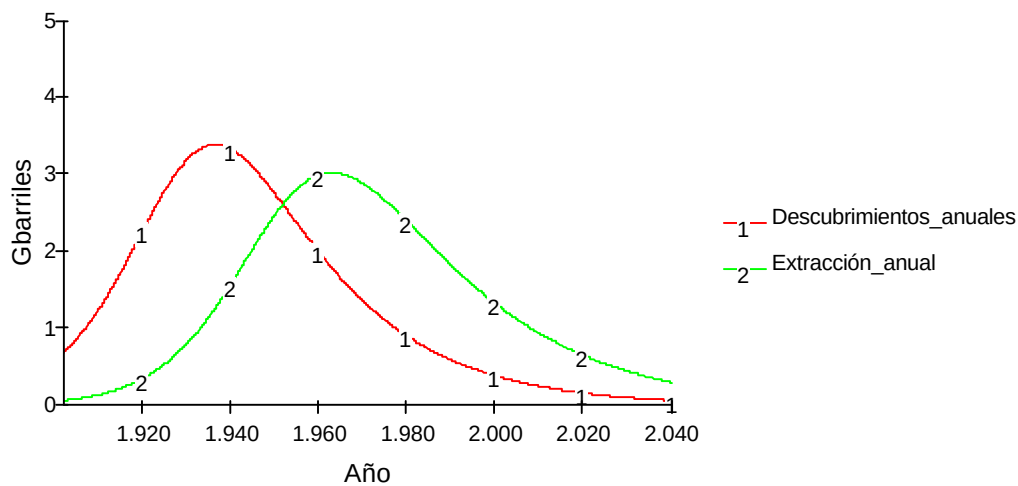


Figura 5.7. Evolución de los descubrimientos y extracción anuales en Estados Unidos según el modelo de la figura 5.5.

Se puede apreciar que este modelo, que solo tiene en cuenta factores físicos para la extracción, reservas y descubrimientos, captura lo esencial de la teoría del pico del petróleo. La extracción acumulada sigue una función que se parece a una sigmoideal, así como las reservas no descubiertas; y tanto los descubrimientos, como las reservas, como la extracción anual, siguen funciones de incremento rápido, llegada a un máximo y caída rápida posterior. Sin embargo, claramente, no se encuentra la simetría propia de las funciones gaussianas, habituales en los

ajustes de los autores que siguen la teoría de Hubbert. Además, las curvas de extracción y de descubrimientos no son iguales salvo un desplazamiento temporal, sino que tienen máximos y anchura diferentes.

Si ahora se compara este modelo con los datos reales de descubrimientos y extracción que se han empleado:

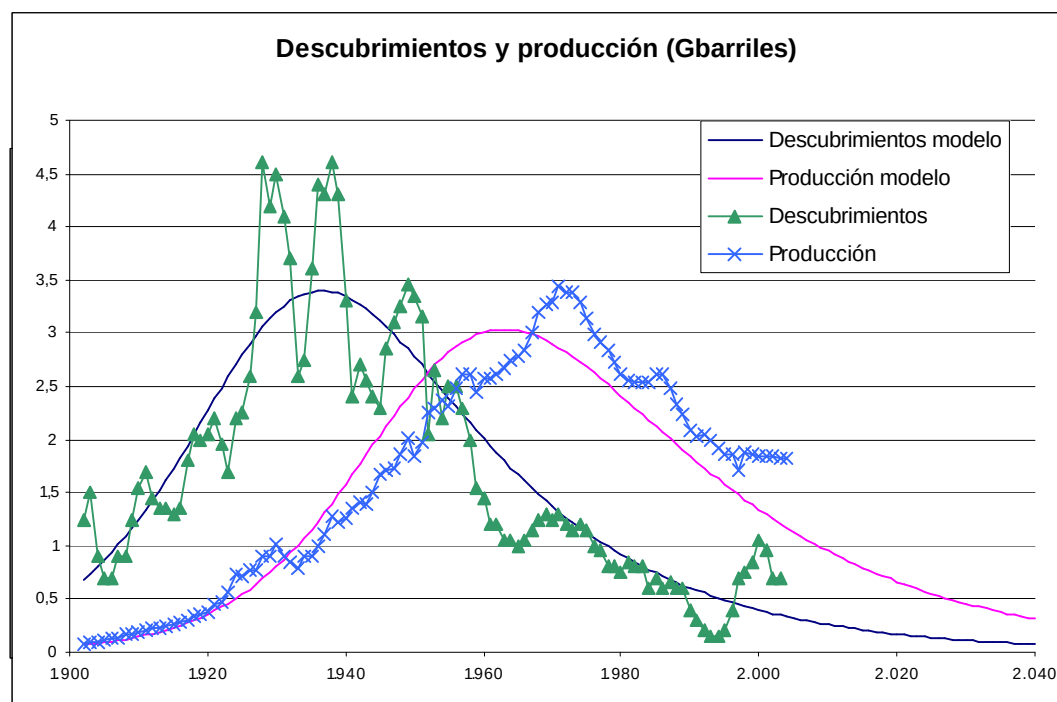


Figura 5.8 Comparación del modelo de la figura 5.5 y los descubrimientos y Producción reales de petróleo en Estados Unidos sin Alaska.

Aunque los descubrimientos ajustan remarcablemente bien al modelo, especialmente a la hora de dar cuenta con la asimetría entre el crecimiento y el descenso en los descubrimientos, la curva de extracción del modelo parece obtener su máximo antes que la curva real. Una posible explicación es que el llamado factor de esfuerzo f , sea diferente para los descubrimientos que para la extracción de petróleo, de tal forma que escogiendo un factor diferente para ésta última podríamos ajustar mejor la curva de extracción. Otra explicación es que, para la curva de extracción al menos, además de

factores puramente físicos (reservas extraíbles, esfuerzo productivo a partir de las reservas, etc.) deben existir otros aspectos que habría que tener en cuenta.

Uno que parece obvio, y que ha debido tener su influencia en un proceso de más de un siglo, es el papel que ha podido tener la tecnología a la hora de reducir el esfuerzo, tanto extractivo-productivo como exploratorio-descubrimientos. En la analogía geográfica que usaba Hubbert, los descubrimientos dependen de lo que queda por descubrir, pero no es lo mismo descubrir territorios con carabelas que tratar de hacerlo con aviones. El avance tecnológico en el terreno de los descubrimientos de petróleo ha sido un hecho observado, produciéndose tanto avances continuos, como incluso grandes saltos; como cuando se comenzaron los métodos de exploración sísmicos.

[Bardi2003] señala algo similar analizando la asimetría de la curva de extracción de petróleo en Estados Unidos sin Alaska. Primero encuentra que el ajuste gaussiano no responde bien y luego discute el efecto que generaría la mejora tecnológica concluyendo que existe una tendencia a remarcar la asimetría pero con un efecto de elevación del pico y caída más brusca posterior. Sin embargo, Bardi2003 lo hace de forma teórica y no aplica su modelo estocástico a la extracción concreta de Estados Unidos. Aquí se van a encontrar similares propiedades y además aplicadas al caso concreto que se está desarrollando.

Se puede tratar de capturar el efecto del avance tecnológico en el modelo, añadiendo un nuevo factor a las variaciones relativas tanto de descubrimientos como de extracción. Si bien, al añadir un parámetro más, es más fácil ajustar la realidad al modelo, de nuevo se aplica una autorrestricción, de tal forma que el avance tecnológico sea el mismo para los descubrimientos que para la extracción.

El diagrama de Forrester se transforma ahora mediante la *Innovación tecnológica* que va a representar la que se denominó en capítulos anteriores **Hipótesis Ayres**:

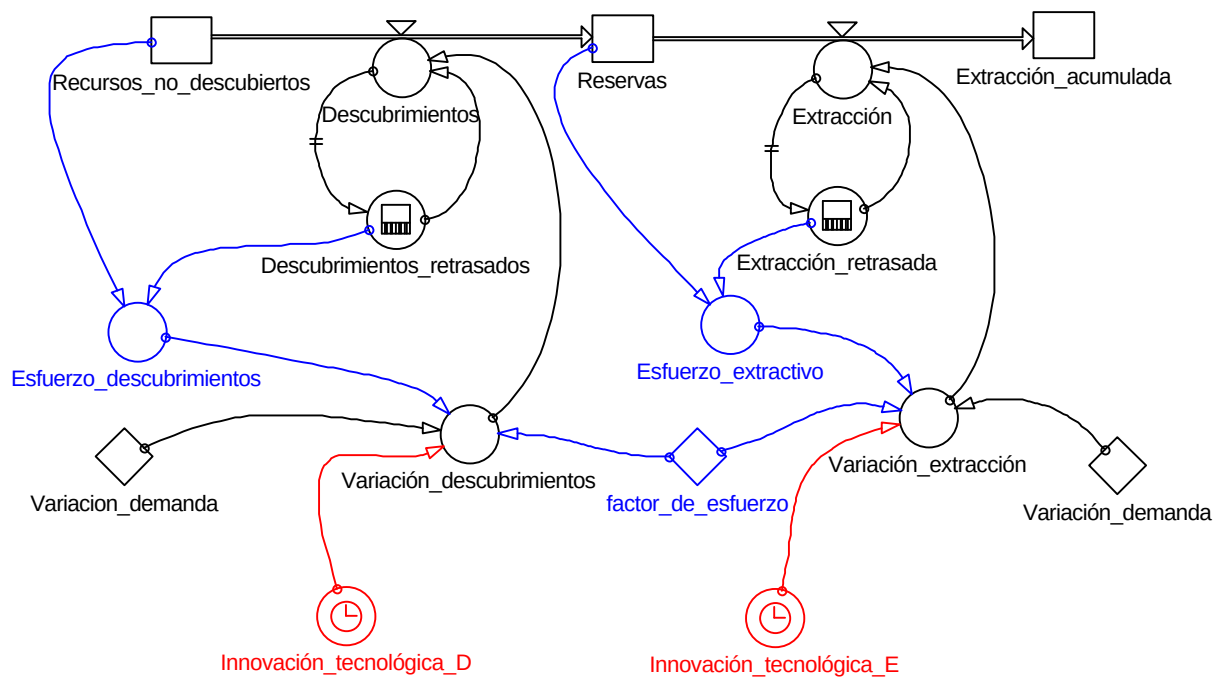


Figura 5.9. Diagrama de Forrester. En azul la hipótesis Hubbert y en rojo la hipótesis Ayres.

A las variaciones, en los descubrimientos y en la extracción, se le añade un factor tecnológico que siga la **hipótesis Ayres**: la innovación o variación tecnológica se incrementa con el tiempo. Esto tendrá el efecto de añadir un valor positivo aumentando con el tiempo en la variación de la extracción con lo que el crecimiento de la innovación tecnológica hará que la variación en la extracción, si todo lo demás permaneciera constante, que aumente más rápidamente que una función exponencial. Aunque puede parecer demasiado optimista, suponer que la mejora tecnológica hace crecer solo exponencialmente los descubrimientos o la extracción anuales es equivalente en las variaciones de descubrimientos y de extracción a hacerla una constante, con lo que al final no afectaría a la estructura del modelo, pues ya tenemos una constante (la variación “natural” de la demanda).

De tal forma las ecuaciones 5.10 y 5.11, serán ahora:

$$\Delta D = \Delta De - f \cdot ED_n + IT_D \quad (5.12)$$

$$\Delta E = \Delta De - f \cdot EE_n + IT_E \quad (5.13)$$

Donde la innovación tecnológica (IT_D) para los descubrimientos se pondrá:

$$IT_D = MAX(0.0004 \cdot (t - 1860), 0.03) \quad (5.14)$$

Siendo t , el tiempo en años, MAX , la función valor máximo del par que se encuentra entre paréntesis. Se escoge 1860 como el año inicial en el que comenzó la producción de petróleo en Estados Unidos. El valor 0.03 se escogerá entre 0.02 y 0.04 según distintos modelos más o menos optimistas, se supone así que la innovación tecnológica se va acelerando hasta tomar un valor máximo de un 2, 3 o 4% anual, lo que significaría que, si todo lo demás permaneciera constante, los descubrimientos anuales se incrementarían exponencialmente con un crecimiento del 2, 3 o 4%.

Análogamente para la extracción:

$$IT_E = MAX(0.0004 \cdot (t - 1892), 0.03) \quad (5.15)$$

En este caso se escoge el año 1892 para dar cuenta del retraso entre descubrimientos y extracción. Se escoge un desfase de 32 años porque ese es el desfase real entre la curva de descubrimientos y de la extracción.

Las constantes ahora se reajustan para los valores iniciales y el valor 0.0004 en las innovaciones tecnológicas se toma ad hoc para que la curva de descubrimientos siga ajustando a la realidad.

El resultado es:

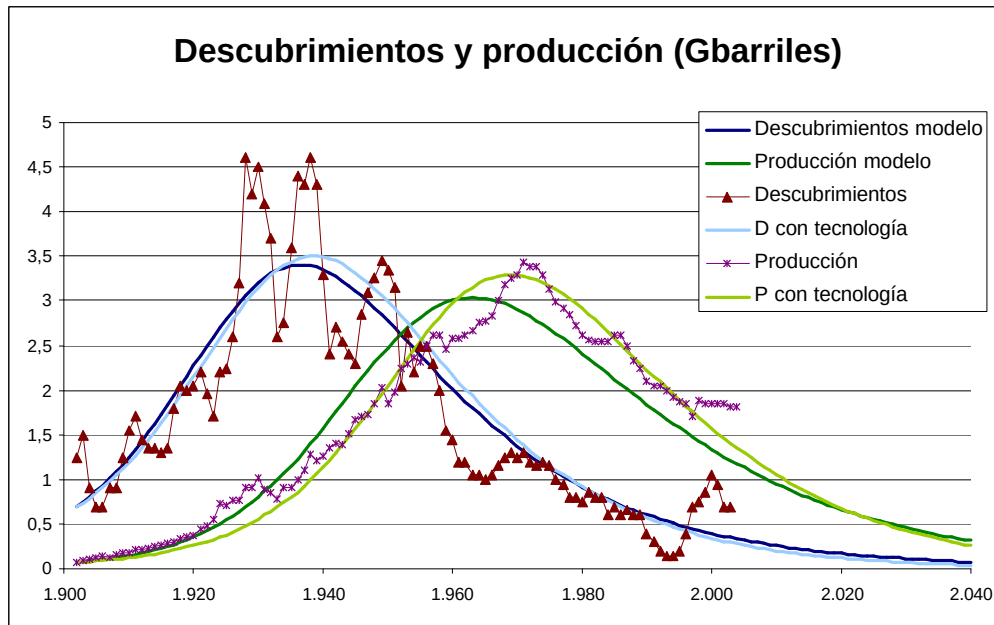


Fig. 5.10. Comparación del modelo de la figura 5.5 y 5.9 y los descubrimientos y Producción reales de petróleo en Estados Unidos sin Alaska. Las curvas azul y verde oscuros se refieren al modelo de la figura 5.5 en el que no se tiene en cuenta la innovación tecnológica. Las curvas azul y verde claros se refieren al modelo de la figura 5.9 en el que se ha incorporado la innovación tecnológica.

Estos resultados muestran que este modelo describe la dinámica de los descubrimientos y extracción de petróleo con un nivel de precisión muy razonable. Se usará este modelo como base para todos los modelos que seguirán.

Una autocrítica que se debe hacer es que el modelo no considera factores económicos de una forma directa. Se supone que la marcha económica no influye ni en la tasa de descubrimientos ni en la de extracción. De hecho, se aprecia claramente la crisis del 29 de Estados Unidos, pues su efecto se deja ver en los años que siguen a 1930: tanto los descubrimientos como la extracción caen hasta 1933 incluido. Para luego volver a subir en 1934 y en adelante. Quizás otras crisis económicas y “bonanzas” puedan explicar parte del detalle de las curvas reales. De hecho, el modelo productivo inicial funcionaría también bastante bien si se simularan pequeñas crisis productivas desde 1929 hasta 1965 suponiendo que fueran debidas a reales o hipotéticas crisis económicas. Sin embargo,

aquí el número de parámetros “ad hoc” crecería tanto que invalidaría cualquier pretensión de que el modelo es bueno porque ajusta bien a la realidad.

Por último, estos modelos y ajustes también se pueden comparar con un tercer parámetro, que puede ayudar a apreciar la bondad del pequeño modelo que se acaba de construir: la evolución de las reservas.

Se puede comparar la evolución de las reservas reales extraíbles (Descubrimientos reales acumulados menos Extracción real acumulada) con los que resultan de los ajustes gaussianos clásicos, del primer modelo y del modelo con tecnología, y de las reservas que da la Energy Information Administration del propio Estados Unidos⁶¹ (EIA2007) y que incluye Alaska, lo que explica parcialmente el salto en las reservas alrededor de 1970:

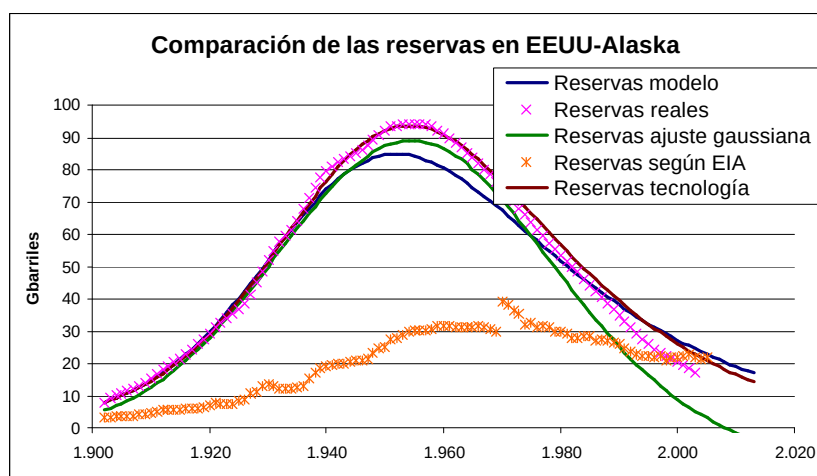


Figura 5.11. Comparación de las reservas reales (cruces rosas) definidas con el criterio del epígrafe 4.1.1 y las dadas por [EIA2007] (estrellas naranjas) con tres modelos: La curva verde es el resultado de los ajustes en el epígrafe 4.1.2.a., la curva azul se obtiene del modelo de la figura 5.5 y la curva marrón se obtiene del modelo de la figura 5.9.

Se puede apreciar como las reservas que da [EIA2007] se alejan mucho de la realidad salvo en años recientes⁶².

⁶¹ Esta incluye Alaska, que explica parcialmente el salto en las reservas alrededor de 1970

⁶² Esto es básicamente debido a que trabajan los descubrimientos sin fecharlos correctamente, dando el valor que se estima inicialmente cuando un yacimiento se descubre, y no un valor más realista, que se obtiene años después, cuando ya está en producción dicho pozo (ver epígrafe 4.1.1).

También se ve que, salvo para años recientes⁶³, la curva real y la del modelo con tecnología ajustan sorprendentemente bien. En cambio, el ajuste gaussiano, tiende a caer más rápido que la realidad, problema que las teorías clásicas de Hubbert tenían⁶⁴.

5.1.2. Extracción de petróleo convencional mundial

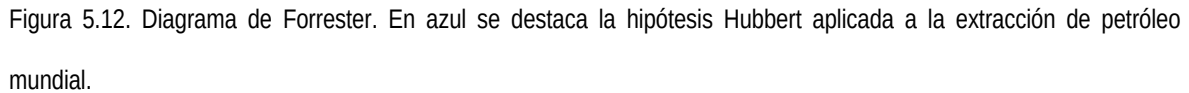
En el caso de la extracción de petróleo mundial, la teoría de Hubbert debe fallar porque la realidad no cumplió con una de las hipótesis de partida: no debe haber restricciones a la demanda. Y estas las hubo como consecuencia sobre todo de las llamadas crisis del petróleo de 1973 y de 1979. En estas crisis, la OPEP restringió la oferta especialmente a ciertos países, entre ellos Estados Unidos, de tal forma que el consumo mundial de petróleo, que había aumentando a un promedio anual del 7,5% entre 1960 y 1973, llegó incluso a descender.

En cualquier caso, con el ánimo de comparar los modelos de dinámica de sistemas desarrollados aquí, con los modelos de Hubbert, se simula ahora cual podría haber sido el comportamiento mundial de la extracción si no hubiera habido restricciones a la demanda.

Este modelo comienza a partir de 1960 (antes de esta fecha es difícil encontrar datos de la extracción de petróleo crudo mundiales):

⁶³ La discrepancia probablemente es debida a que nuestro modelo no captura bien el efecto de los descubrimientos relativamente recientes de petróleo en aguas profundas y su explotación, que se incorporan en las estadísticas de extracción pero que pertenecen a otra zona geográfica, no incluida en las primeras décadas de explotación.

⁶⁴ Algunos críticos, pese a que Hubbert ya dijo que el descenso de la producción iría más lento que su "gaussiana", han utilizado esto como contra-argumento a la teoría de Hubbert y por extensión a las teorías del pico del petróleo. Se ve que en realidad lo esencial ya está en la teoría de Hubbert, y que el modelo es capaz de capturar buena parte de los efectos predichos y observados.



En este modelo usamos una URR total de 2000Gbarriles (de acuerdo a los resultados del epígrafe 4.1.1) con una extracción anual acumulada inicial (1960) de 125Gbarriles y unos descubrimientos acumulados [Laherrere2006] hasta 1960 de unos 900Gbarriles. Con estos datos, las reservas explotables ese año serían de 775Gbarriles y las reservas no explotables de 1100Gbarriles.

Por último, se usan tres factores de esfuerzo, f , diferentes: 1, 2 y 0.5.

El resultado:

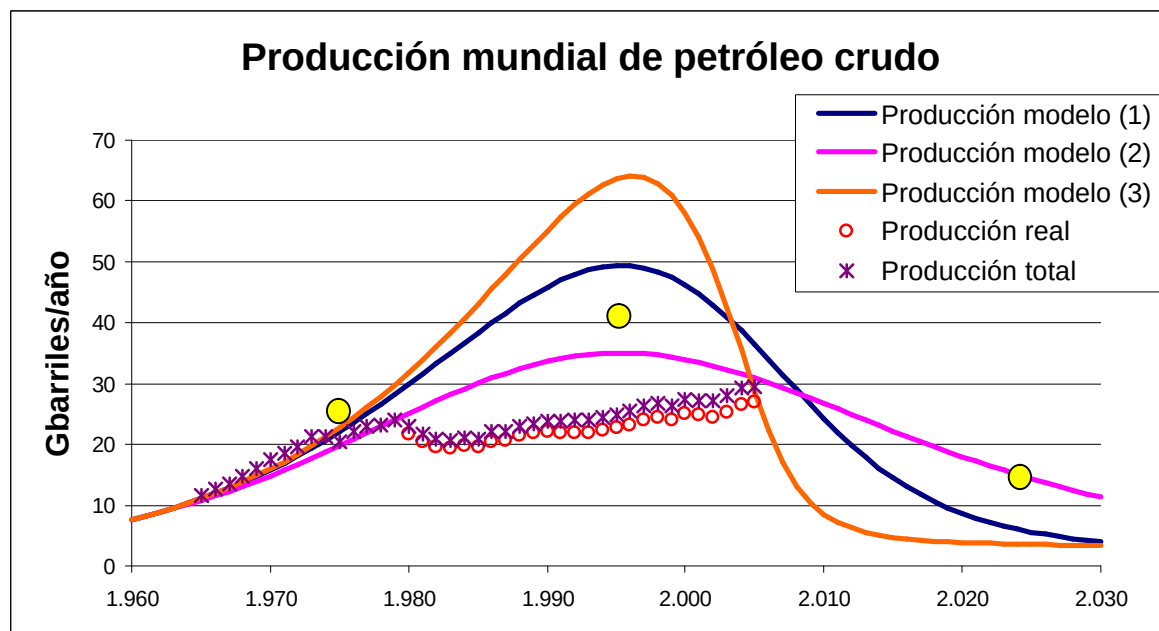


Figura 5.13. Las simulaciones (modelos 1, 2 y 3) usan los factores de esfuerzo 1, 2 y 0.5 respectivamente, las cruces representan la extracción real de petróleo (convencional y no convencional) según [BP2006] y los círculos rojos la extracción de petróleo crudo según [IEA2006]. Se han representado tres puntos de la gráfica de [Hubbert 1976] (círculos amarillos).

En la figura 5.13 vemos el acuerdo entre los modelos nº1 y nº3 con la realidad hasta 1973, año en que comienza la primera crisis del petróleo. En cualquier caso, los modelos prevén picos de la extracción de petróleo muy similares (año 1996 para factor de esfuerzo 0.5, año 1995 para factores de esfuerzo 1 y 2) y robustos (podemos cambiar también las hipótesis de URR, Reservas, etc. en más de un 10% y el pico no cambia más de 2 años). Hubbert, usó una URR de tan solo 1250Gbarriles en su artículo de 1956 (dio como dato de descubrimientos acumulados 340Gbarriles, cuando en su época superaban en realidad los 600Gbarriles). En la entrevista de 1976 para la BBC

presenta una gráfica en la que la URR es de 2000Gbarriles, el pico se da en 1995 a 40Gbarriles, que es un valor intermedio entre los modelos 1 y 2. El resultado de Hubbert se puede explicar porque su curva es simétrica, y en cambio las aquí desarrolladas en general no lo son. El modelo 1 cae ligeramente más rápido a la derecha de la curva que a la izquierda y lo contrario pasa con el modelo 2. Es decir, los modelos de Hubbert serían un caso particular de los modelos desarrollados aquí.

En conclusión, se pueden seguir utilizando las hipótesis que se están trabajando teniendo en cuenta su debilidad para modelar el comportamiento de la demanda de petróleo. Hasta ahora, los modelos parecen representar adecuadamente la capacidad extractiva u oferta de combustibles fósiles siempre que no haya variaciones significativas en la demanda.

Si la realidad se hubiera comportado sin las maniobras de la OPEP como los modelos 1 o 3, entonces, desde el pico de extracción del petróleo, se habría estado sufriendo descensos en la extracción anual del 5 al 9%, con una extracción hoy entre el 25 y el 60% inferior a la máxima que habríamos vivido. El mundo habría sido muy diferente a lo que es hoy.

5.2. Escenarios de combustibles fósiles líquidos

5.2.1. Modelos mundiales de petróleo convencional

Los modelos que se han visto hasta ahora, adolecen de una falta de conexión entre la producción de energía y la economía. [Hirsch 2005, 2008] entre otros, han trabajado sobre las consecuencias del pico de petróleo sobre la economía mundial, concluyendo que para poder adaptarse sin graves consecuencias se necesitan programas que comiencen 10 o 15 años antes de que llegue el pico del petróleo. Aunque el petróleo es sólo una de las muchas fuentes de energía, se considera en lo que

sigue y de acuerdo con la ley de Liebig (ver epígrafe 3.1) que es el primer factor limitante de la economía mundial.

Aquí se seguirán parte de estos razonamientos, pero con la ventaja de que la realimentación hacia la economía va a ser dinámica, de tal forma que el crecimiento, estancamiento o crisis de la economía provocado por el crecimiento, estancamiento o crisis de la extracción de petróleo, tendrán sus consecuencias sobre la propia demanda energética y por tanto sobre la extracción última de petróleo.

En vez de restricciones políticas a la oferta (como las crisis provocadas por las restricciones de la OPEP de los años 70 del siglo pasado), se considerarán las posibles restricciones a la demanda provocadas por la propia influencia de la oferta de petróleo en la marcha económica y de ésta sobre la demanda. Es lo que se denominó **hipótesis Hirsch** en capítulos anteriores.

5.2.1.a. Modelo sin realimentaciones

El primer modelo mundial, explícito, va a ser similar al que se ha utilizado antes (ver diagrama de influencias 5.12). Se trabaja ahora con los siguientes parámetros e hipótesis iniciales:

- Se considerara el petróleo convencional nada más.
- El tiempo de inicio del modelo va a ser 1985, una vez superadas las crisis⁶⁵ de la OPEP de los años 70. La idea va a ser considerar que no va a haber restricciones a la demanda por problemas de oferta política sino económica, provocadas por la propia influencia de la oferta de petróleo en la marcha económica y de ésta sobre la demanda.
- La URR es de 2250Gbarriles.
- No habrá restricciones a la demanda. Sólo actúan factores geofísicos.

⁶⁵ Al modelizar desde 1985 se tienen solamente dos décadas del comportamiento pasado para ajustar los parámetros. La ventaja es que no hay que incorporar a los modelos las crisis de los 70, que obligarían a introducir nuevas hipótesis y parámetros.

La siguiente gráfica es una simulación para la extracción mundial de petróleo convencional, ajustando los “stocks” (niveles) y flujos de extracción a los valores “reales” que se dieron en el capítulo anterior. La variación de la demanda es por ahora un parámetro de ajuste (la realidad de la extracción entre 1985 y 2005 debe “predecirla” el modelo) (ver Anexo: Mundo005.sim):

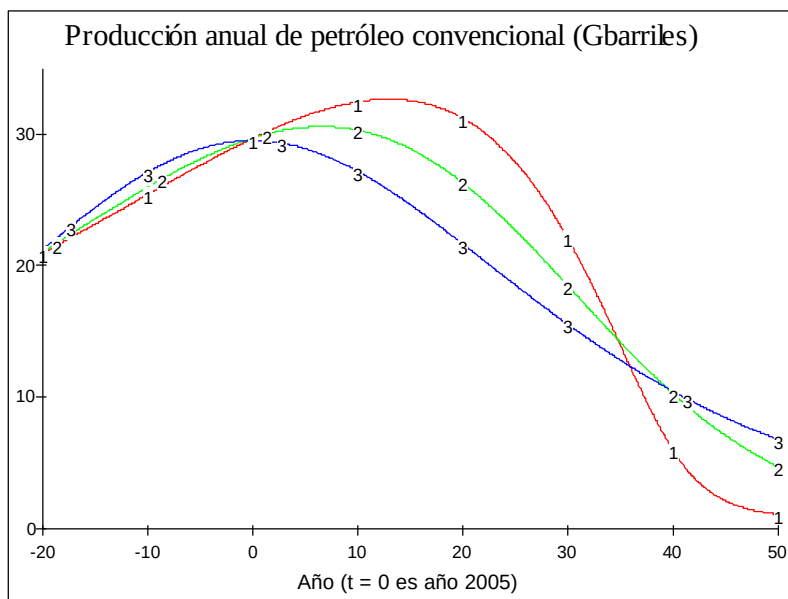


Fig. 5. 14. Producción anual de petróleo convencional según modelos de la figura 5.12. En rojo (1) para factor de esfuerzo 0.5, en verde (2) para factor de esfuerzo 1 y en azul (3) para factor de esfuerzo 2. Rojo y azul son los extremos que permiten ajustar el crecimiento real, fuera de ellos, el crecimiento real se aleja mucho del del ajuste. Si se compara con las reservas y la extracción acumulada la realidad se situaría entre el verde y el azul; si se miraran las curvas de extracción la curva azul es la que más se aleja de lo que ha pasado y la curva roja se acercaría más. En conclusión, la curva verde sería la preferida, con un factor de esfuerzo de 1. En ella, el decrecimiento de la extracción entre el año 10 (2015) y el año 40 (2045), es de aproximadamente el 3% anual.

5.2.1.b. Modelos mundiales con realimentaciones en la economía

El paso siguiente es añadir los factores tecnológicos (**hipótesis Ayres**) y económicos (**hipótesis Hirsch**).

En el diagrama se tiene un lazo cerrado sobre sí mismo (flechas y flujos verdes), imposible de modelar si no se introduce algún retraso. En la lógica causa-efecto, éste concepto se resiste: la *variación del PIB per cápita* depende de la variación de la extracción del petróleo quien a su vez depende de la variación del PIB total. Matemáticamente no se puede resolver sin retrasos. Escogemos en principio un retraso de un año (el PIB retrasado con respecto al petróleo), de tal forma, que en la lógica causa-efecto, la primera causa sería la variación del petróleo. Desde una visión más holista, esto no es tanto problema: se partiría de la idea de que ambas se determinan mutuamente.

Por otro lado, se estableció en el capítulo anterior como primera estimación de la relación entre economía y petróleo una relación bien directa:

$$\frac{\% \text{ cambio en el PIB}}{\% \text{ cambio en la oferta de petróleo}} \approx 1 \quad (5.16)$$

La igualdad que surge de aquí, es la que parcialmente se utiliza en nuestros modelos, pero teniendo en cuenta que en vez de la oferta de petróleo se tomará la demanda (en los modelos, la oferta es la extracción final de petróleo, que depende también del esfuerzo y de la mejora tecnológica). Además, en vez de tomar el % de cambio en el PIB global, se tomará per cápita. Según la hipótesis de Hirsch, se habla de orden de magnitud igual a uno, éste no cambia si tenemos o no en cuenta las variaciones de población, pues no son muy grandes, además, y lo más importante, se encontró que la correlación entre la variación del PIB per cápita, y el consumo total de petróleo, era mejor (ver gráfica 4.12). Así, los modelos son un poco más optimistas que si se toma el valor 1 que toma [Hirsch 2008].

Además, se tomarán otras relaciones aún más optimistas, cambiando la dependencia de la “variación del pib per cápita” (ΔPIB_{cap}) respecto a la variación de la extracción de petróleo (ΔE).

Hipótesis de Hirsch:

En principio se escogen cinco criterios de los que se derivan cinco familias:

$$\Delta PIB_{cap,n-1} = a + b \cdot \Delta E \quad (5.17)$$

Donde $\Delta PIB_{cap,n-1}$ es la variación del producto interior bruto per cápita en el año n-1 (el PIB se toma siempre con el criterio de dólares constantes del año 2000 y bajo el criterio de la paridad del poder adquisitivo) y donde a y b son constantes que se escogen con criterios distintos de los que se derivan cinco familias:

	Familia Hirsch o “A”	Familia “B”	Familia “C”	Familia “D”	Familia “E”
a	0	0,013	0,009	0,007	0,004
b	1	0,32	0,625	0,75	0,75

Tabla 5.1. Parámetros utilizados en la hipótesis Hirsch en distintas “familias” de modelos.

El criterio de elección de las constantes a y b para la Familia “A” es escogerlo lo más parecido a la ecuación 5.16, para la familia “B” se ha hallado la recta de correlación por el método de mínimos cuadrados de la gráfica 4.12. Para las otras familias se han escogido valores intermedios entre las familias “A” y “B”.

Salvo en la primera de las familias, aunque no exista un incremento de la extracción de petróleo, el PIB per cápita seguirá aumentando (entre un 0,4% anual y un 1,3% anual, según familias). La familia “B” sería la menos dependiente económicamente del petróleo.

Para cada familia se ajustan los parámetros de nuestro modelo con los siguientes criterios:

1. La extracción de petróleo debe ajustar a la realidad entre 1985 y 2005 y se fuerza a que los valores de 1985 y 2005 sean igual que los reales.
2. Para la evolución del PIB per cápita se hace lo mismo.
3. La extracción de petróleo per cápita debe ser aproximadamente constante entre 1985 y 2005, como ha sido en realidad⁶⁶.

Además los parámetros iniciales se escogen usando 2250Gbarriles para la URR (URR = recursos no descubiertos + reservas + extracción acumulada), con unas reservas iniciales en 1985 de 1100 Gbarriles y una extracción acumulada para ese año de 625 Gbarriles. El factor de proporcionalidad entre los recursos no descubiertos y los descubrimientos anuales se toma de 22/525, la extracción retrasada inicial se toma su valor real y el factor de esfuerzo y los parámetros de la innovación tecnológica se eligen para ajustar las curvas según los tres puntos anteriores.

Dentro de cada familia elaboramos varios modelos en los que cambiamos los distintos parámetros que no modifiquen nuestros criterios de ajuste, de tal forma, que se buscan las bandas extremas por donde pueden moverse las curvas que más interesan: extracción de petróleo y PIB per cápita mundial.

Así, en la siguiente gráfica se representa una de las familias (E), con sus curvas extremas y “media” (ver Anexo: mundoEG.sim):

⁶⁶ Obsérvese que el cociente de los criterios 2 y 3 es la intensidad energética.

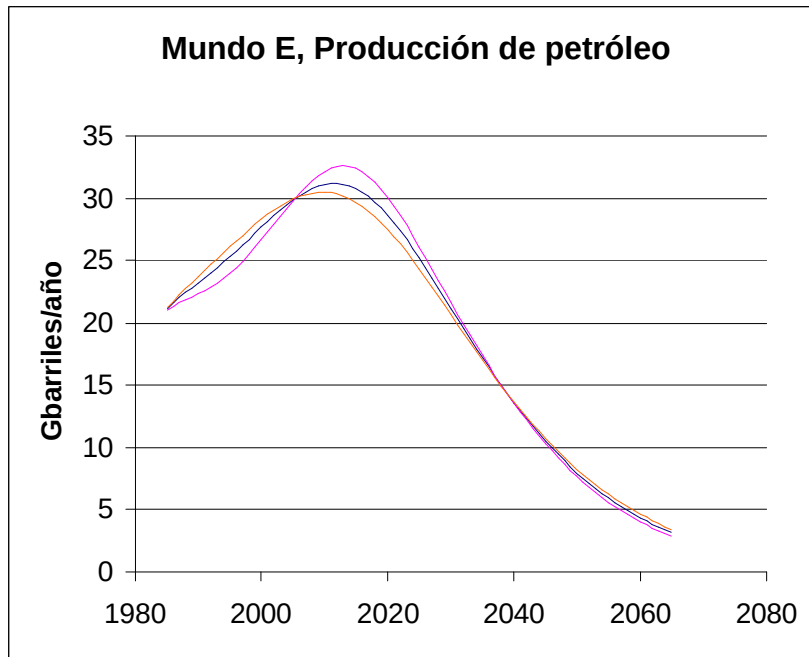


Figura 5.16. Producción de petróleo convencional mundial según diferentes modelos pertenecientes a la familia “E”.

Una vez hecho esto para las cinco familias, se obtiene un “representante” típico de cada familia para compararlas:

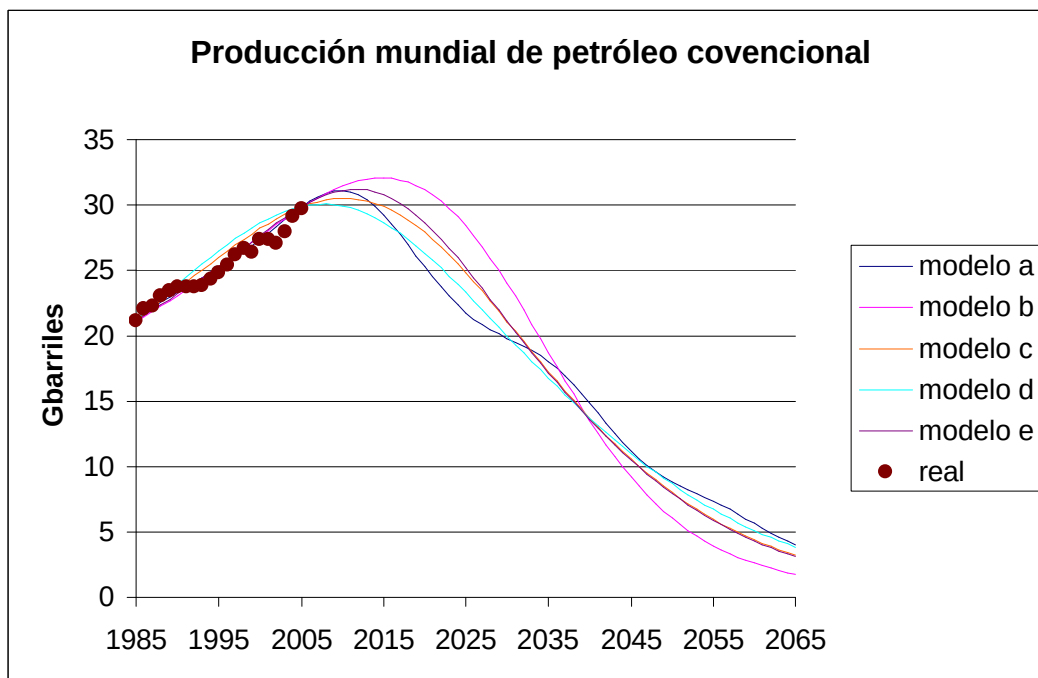


Figura 5.17. Producción mundial de petróleo convencional de acuerdo a 5 modelos correspondientes a representantes de las 5 familias (tabla 5.1) y su comparación con la producción real

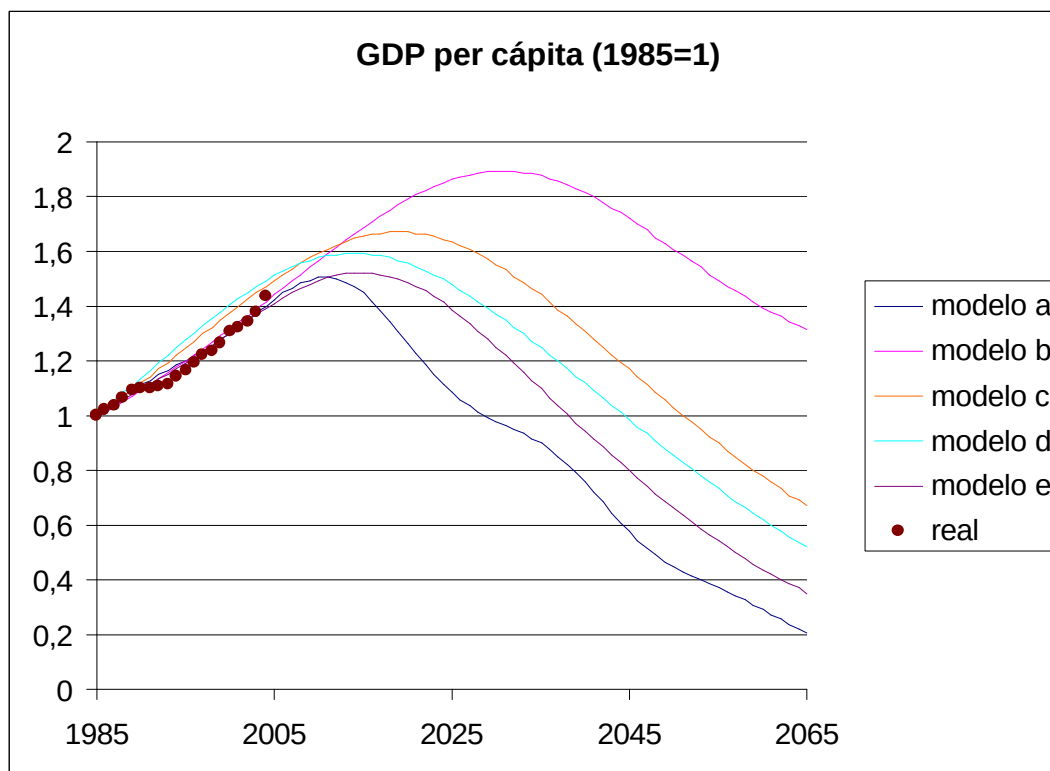


Figura 5.18. Evolución de la renta per cápita medida con el criterio del PIB mundial relativo a 1985 (utilizando dólares constantes bajo el criterio PPA). Se representan un modelo de cada una de las 5 familias utilizadas y se representa también el valor real.

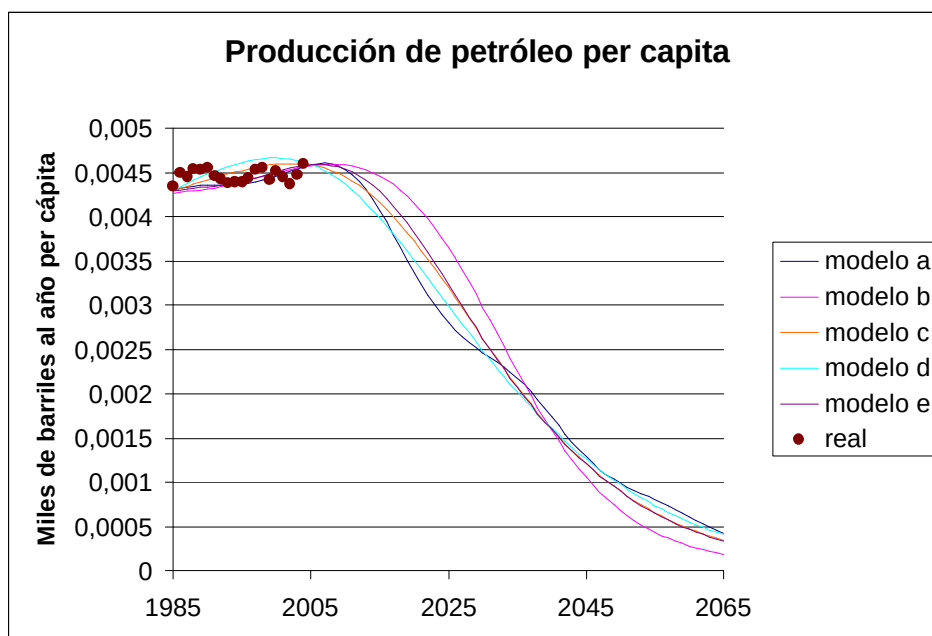


Fig. 5.19. Evolución de la producción de petróleo per cápita mundial. Se representan un modelo de cada una de las 5 familias utilizadas y se representa también el valor real.

Para estas familias de modelos, el pico del petróleo convencional se daría entre el año 2005 y el 2015 (frente a los modelos sin realimentaciones que daban entre 2005 y 2020 se afina más) y el “pico” de la renta per cápita se daría entre el 2006 y el 2030.

Por otro lado, los modelos anteriores son optimistas por varias razones:

1. No se ha tenido en cuenta la TRE (Tasa de Retorno Energética) o bien la energía para producir energía (E_p).
2. No hay realimentación en la población. Si hay crisis económica prolongada, puede haber tensiones mundiales. Tras el colapso económico la “barbarización” puede ser una consecuencia que diezme la población afectando ésta también a la propia economía. O bien, podría ocurrir lo contrario: más pobreza, más crecimiento de la población.
3. No hay realimentación en la eficiencia tecnológica: Se presupone que ésta siempre avanza cada vez a mayor ritmo (la variación aumenta con el tiempo hasta que se hace constante esta variación). Sin embargo, la eficiencia siempre tiene límites físicos, y, por supuesto, el avance tecnológico depende de inversiones que a su vez dependen de la economía. Si ésta entra en recesión, una primera reacción podría ser estimular el avance, pero, quizás, luego no sería capaz de encontrar el capital para la inversión en la mejora necesaria, y esta eficiencia no solo dejaría de crecer cada vez a mayor ritmo, como se presupone, sino que terminaría creciendo a un ritmo constante, luego menor e incluso, podría llegar a decrecer (recordar los razonamientos de la hipótesis Meadows del epígrafe 4.2).
4. Salvo en los modelos “A” o de “Hirsch” y quizás el modelo “E”, el retraso entre el pico de extracción de petróleo convencional y el pico de renta per cápita, es excesivo (más de 6 años en las familias B, C y D). Las variaciones del pasado indican un retraso entre extracción de petróleo y renta de 0-2 años, además, el tiempo que tarda en hacerse negativa la variación de la renta per cápita después de serlo el del petróleo es también de 0-

3 años (ver gráfica 4.12, En Estados Unidos la extracción de petróleo cayó a la vez que la crisis económica de 1929). Es decir, que no parece creíbles retrasos superiores a los 5 años.

Este último criterio haría descartar a todas las familias salvo la “A” y la “E”.

Otro argumento para descartar las familias B, C y D, sería el criterio de que el cociente de variaciones: $(\Delta \text{PIB}_{\text{cap}} / \Delta E)$ debe ser del orden de 1, y con preferencia a que sea mayor de 0,5 (epígrafe 4.2). Si se representa este cociente en función del tiempo para las cinco familias se obtiene la siguiente gráfica:

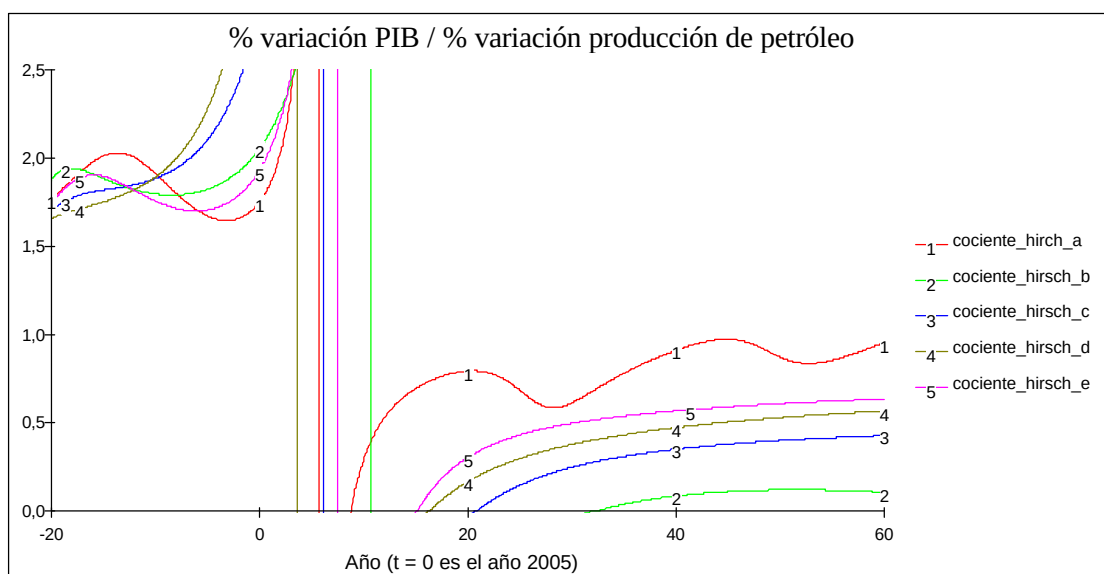


Figura 5.20. Cociente de variaciones del PIB per cápita y de la producción mundial de petróleo de acuerdo a distintos modelos de las cinco familias consideradas.

En la última gráfica se aprecia que sólo en las líneas 1 (roja) de la familia A y 5 (rosa) de la familia E, el valor de este cociente supera 0,5 la mayor parte del tiempo. Puesto que el crecimiento de la extracción de petróleo se hace cero en una fecha que no coincide con la anulación del crecimiento per cápita del PIB, se tiene una división por cero que lleva a valores teóricos de $+\infty$ y $-\infty$, lo que se observa en la gráfica entre el $t = 0$ y el $t = 20$. El modelo de Hirsch (familia A) es de hecho

el único que llega a tomar valores cercanos a 1 cuando ambos crecimientos son negativos (parte derecha de las curvas, a partir del $t = 10$).

Un último argumento se puede hacer a partir de las intensidades de petróleo (Extracción de petróleo/PIB mundial). Si en los anteriores modelos se simulan las caídas de la intensidad, se encuentra:

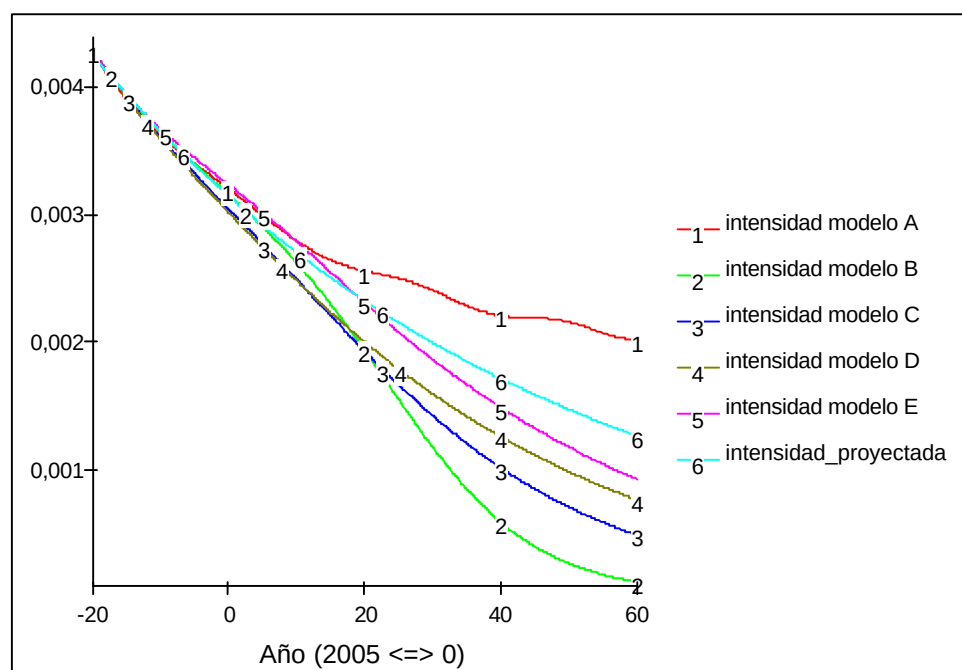


Figura 5.21. Evolución de la intensidad de petróleo (unidades arbitrarias) según las cinco familias consideradas (curvas 1-5) y la proyectada suponiendo la misma tasa de caída que la que ha habido en promedio entre 1985 y el año 2005 (curva 6)

En la figura 5.21 se representan las intensidades de petróleo de las distintas familias y se comparan con una intensidad que cae a una tasa anual del 1,5% constante (*intensidad proyectada*). A esta tasa ha caído la intensidad del petróleo mundial de forma aproximada entre 1985 y 2005. Se observa que la curva que la representa se sitúa entre los modelos A y E. Para el [IIASA 2004], cuanto mayor es el crecimiento económico mayores son las tasas de decrecimiento de la intensidad energética porque las tecnologías más eficientes suplantán más rápidamente a las menos

eficientes, así como a la propia estructura de los sistemas energéticos. En sus escenarios proyecta decrecimientos de la intensidad energética (global, no la del petróleo) entre el 0,6% anual (correspondiente a un crecimiento del PIB mundial del 1,4% anual) y un 1,8% (para un crecimiento del PIB del 2,7%). Es decir, si se siguen estos razonamientos para los modelos desarrollados aquí, no se mantendría una tasa de decrecimiento de la intensidad energética del petróleo del 1,5%, lo que implicaría que la “intensidad proyectada” en la gráfica anterior se aproximaría a la del modelo A. Si se supone hasta el año 2015 un decrecimiento en la intensidad del 1,5% anual y a partir de aquí del 0,6% anual, entonces esta curva proyectada se ajustaría muy bien a la curva del modelo A. Pero si consideramos que un decrecimiento económico podría disminuir aún más la tasa de decrecimiento de la intensidad (incluso pasando a crecer), entonces, incluso el modelo A sería optimista en cuanto a la caída de intensidad energética de petróleo.

En conclusión, se trabajará a partir de aquí con las familias A y E, por resultar más realistas o creíbles, y se dará preferencia a la familia A.

Tomando ambas familias se puede concluir:

- El pico de petróleo convencional se daría entre los años extremos 2005-2013 con una extracción anual de entre 30 y 33Gbarriles. La anchura del pico al $\pm 4\%$ de extracción sería de unos 10-14 años. El descenso posterior de la extracción sería del 2-4% anual (fluctuando en la familia A y aumentando con el tiempo en ambas familias).
- La renta máxima se daría entre los años extremos 2006 y 2016 con un pico entre 1,45 y 1,6 veces la renta per cápita de 1985 (entre el 1 y el 12% mayor que la de 2005). El descenso posterior de la renta per cápita sería de aproximadamente un 2-3% anual.

Si se regresa por un momento a los criterios optimistas 1, 2 y 3 y se trataran de corregir en un modelo, el efecto intuitivo sería un descenso más rápido tanto de la extracción como del PIB per cápita. El criterio de la TRE no se tratará hasta que no se llegue a modelos de extracción total energética pues la energía que se pierde en producir energía (E_p) se “intercambia” con otras formas de energía, la E_p para extraer y refinar el petróleo viene en buena medida de otras formas energéticas, por lo tanto, no se puede meter con coherencia en los modelos aún.

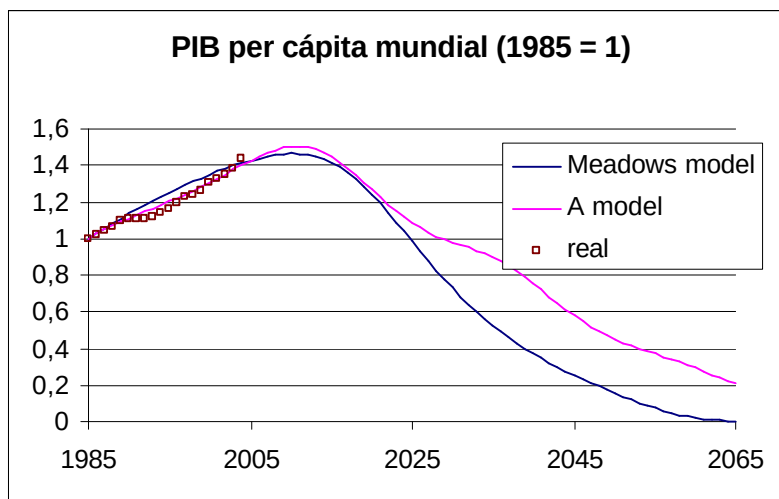
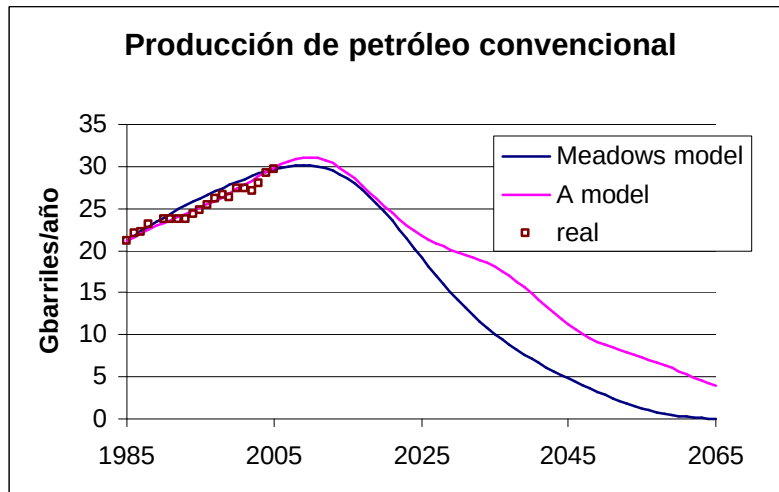
En cuanto al criterio de que la mejora tecnológica debe tener alguna dependencia con la economía⁶⁷, si se remodela el modelo de Hirsch (“A”) y se realimenta la variable “mejora tecnológica” con el PIB per cápita, se introduce el criterio de la **hipótesis Meadows**, de tal forma que será⁶⁸:

$$IT = a \cdot (t + 20) \cdot (1 + \ln(PIB_{cap} + 0,2)) \quad (5.18)$$

En vez de $IT = a \cdot (t + 20)$, el modelo es catastrofista:

⁶⁷ Tradicionalmente los economistas trabajan con mejorar tecnológicas que están ahí siempre, pero es intuitivo y razonable pensar que si la renta per cápita disminuye las mejoras tecnológicas no serán tan rápidas, incluso podrían llegar a disminuir (ha habido civilizaciones que por colapso económico y social perdieron también capacidad tecnológica, el ejemplo paradigmático es la civilización de la isla de Pascua anterior a la llegada de los europeos [Castro2004]).

⁶⁸ La idea de utilizar el Logaritmo neperiano del PIB es porque la mejora tecnológica alimenta la variación de la extracción de petróleo, de tal forma que un crecimiento lineal con el tiempo de esta variable tiende a dar una función exponencial en la producción. Así, un crecimiento logarítmico con el PIB tiende a dar una respuesta proporcional de la producción con el PIB a través de la mejora tecnológica: más PIB, más mejora tecnológica, más capacidad de oferta productiva, pero también al revés. La influencia negativa con un PIB decreciendo es siempre un descenso del crecimiento en la mejora tecnológica, hasta que el PIB se hace menor del 16% que teníamos en 1985, entonces el efecto del logaritmo neperiano hace negativa la mejora tecnológica. Esto no es ilógico si pensamos que para entonces, el mundo viviría con una renta per cápita propia de un siglo antes.



Figuras 5.22a y 5.22b. Comparación de la producción mundial de petróleo y la renta per cápita mundial en un modelo de la familia A (ver texto) y en el mismo modelo al que se le ha aplicado la hipótesis Meadows de acuerdo con la ecuación (5.18)

Se aprecia que tanto la extracción de petróleo convencional como el PIB per cápita caen a cero antes del año 2065.

En cualquier caso, aunque el modelo es quizás pesimista, sin embargo, tiene conexiones fuertes con otros modelos de los que ya se ha hablado: el modelo de [Bardi 2003], en el que encontraba que los factores tecnológicos podían retrasar el pico pero a costa de una caída brusca de la extracción de petróleo (ver epígrafe 4.1.2) y el modelo de [Guseo 2006], en el que ocurre algo similar. Guseo utiliza el petróleo crudo y no el convencional, y su mejor ajuste (y preferido) concluye

que la extracción acumulada final (la URR efectiva) es de poco más de 1500Gbarriles (en vez de los 2000Gb que se han calculado). En el modelo desarrollado aquí, este efecto también se da, se obtiene una extracción acumulada final de menos de 1850 Gbarriles frente a la URR de la que se parte de 2250Gbarriles (no todo lo extraíble se explota).

Así, los modelos que sólo tienen en cuenta los aspectos geológicos y físicos [ASPO2008, Laherrere2005, Campbell1998, EWG2006], y a pesar de que suelen ser caracterizados como pesimistas, pueden de hecho ser optimistas frente a modelos que incorporan además de estos aspectos, factores tecnológicos y económicos.

Por ser tan catastrofistas sus resultados, trabajaremos casi siempre sin la hipótesis Meadows⁶⁹.

Aunque se han dado una serie de razones para pensar que los modelos son optimistas (incluidos los de las familias A y E), también podrían ser caracterizados como pesimistas en los siguientes sentidos:

- No tienen en cuenta la posible contribución del petróleo no convencional para evitar, o retrasar, el pico del petróleo total.
- No tienen en cuenta el papel que el resto de energías pudiera jugar a la hora de sustituir las necesidades de combustibles líquidos.
- No tienen en cuenta una reacción del sistema social y económico racional y efectiva capaz de adaptarse rápidamente a la escasez de petróleo.
- Mantienen las dependencias petróleo-economía observadas en el pasado durante décadas en el futuro a pesar de los cambios estructurales que supondría una crisis económica tan prolongada.

El siguiente paso, será introducir en los modelos el uso de petróleo no convencional.

⁶⁹ Esto no quiere decir que neguemos que se puedan aproximar a la realidad mejor que el resto de modelos. El objetivo siempre presente va a ser tratar de buscar los factores que evitarían una crisis energética y económica mundial prolongada.

5.2.2. Modelos de extracción de combustibles líquidos

Dado que se dispone de varias fuentes de petróleo no convencional y que éstas, en su conjunto, pueden tener reservas elevadas, se podría pensar que el pico del petróleo convencional quedaría desdibujado por el uso de petróleo no convencional. Es decir, que el descenso de la extracción de petróleo convencional lo compensaría el petróleo no convencional.

Las reservas extraíbles (URR) del petróleo no convencional podrían ser más del doble que las del convencional. Mientras que para el petróleo convencional, hemos explotado alrededor del 50% del extraíble, para el no convencional la explotación hasta la fecha no llegaría quizás ni al 1%. Esto último, que puede parecer a priori una solución, es de hecho, uno de los problemas con el que se enfrenta la explotación del petróleo no convencional como sustituto del convencional. La extracción anual de petróleo no convencional no llega a cubrir en la actualidad el 5% de todo el petróleo que se consume.

Es decir, la tasa de crecimiento del petróleo no convencional deberá crecer a ritmos sostenidos y elevados sólo para evitar el descenso de la extracción total, y aún más altos para cubrir el aumento esperado de la demanda.

[Greene2005] habla de incrementos del 7-9% anuales para el petróleo no convencional en escenarios optimistas para el petróleo convencional, si es que quieren jugar el papel de sustituir las necesidades de demanda de petróleo convencional.

Pero el crecimiento del petróleo no convencional en las últimas dos décadas ha sido del 4,5% anual y en su mayor parte ese crecimiento se ha debido a las llamadas ganancias en las refinerías (2/3). En la última década, el crecimiento absoluto de estos combustibles se ha dado especialmente en las arenas bituminosas de Canadá y en el petróleo pesado de Venezuela. En cuanto a las pizarras (shale oil), CTL (coal to liquids) y GTL (gas to liquids) tienen un montante muy pequeño sobre el total.

Hay varias formas de enfrentarse a modelar el petróleo no convencional; por un lado, asumir que el crecimiento en las próximas décadas será como el observado y luego ver a qué tasa debe crecer para que no haya colapso económico [Castro2009], o bien, ver al detalle las distintas tecnologías de explotación de petróleo no convencional, y lo que pueden dar de sí teóricamente en escenarios realistas y optimistas políticamente dirigidos [Soderberg2006, Hirsch2008].

En todos los casos, se debería tener presente que la TRE es bastante menor que la del petróleo convencional, por lo que las “necesidades” de explotación serían mayores (ver epígrafe 4.1.3).

Aquí los modelos van a seguir los mismos criterios que ya se han utilizado para el petróleo convencional y se trabajará con las familias “A” (Hirsch) y “E”, especialmente con la primera.

El modelo que ahora se construye, separa nítidamente la extracción de petróleo convencional del no convencional. La extracción total de petróleo va a ser ahora la que tenga su influencia sobre la economía, y ésta realimentará sólo la extracción de petróleo convencional. Es decir, supondremos de forma optimista, que la variación de petróleo no convencional es prácticamente constante e independiente de la economía.

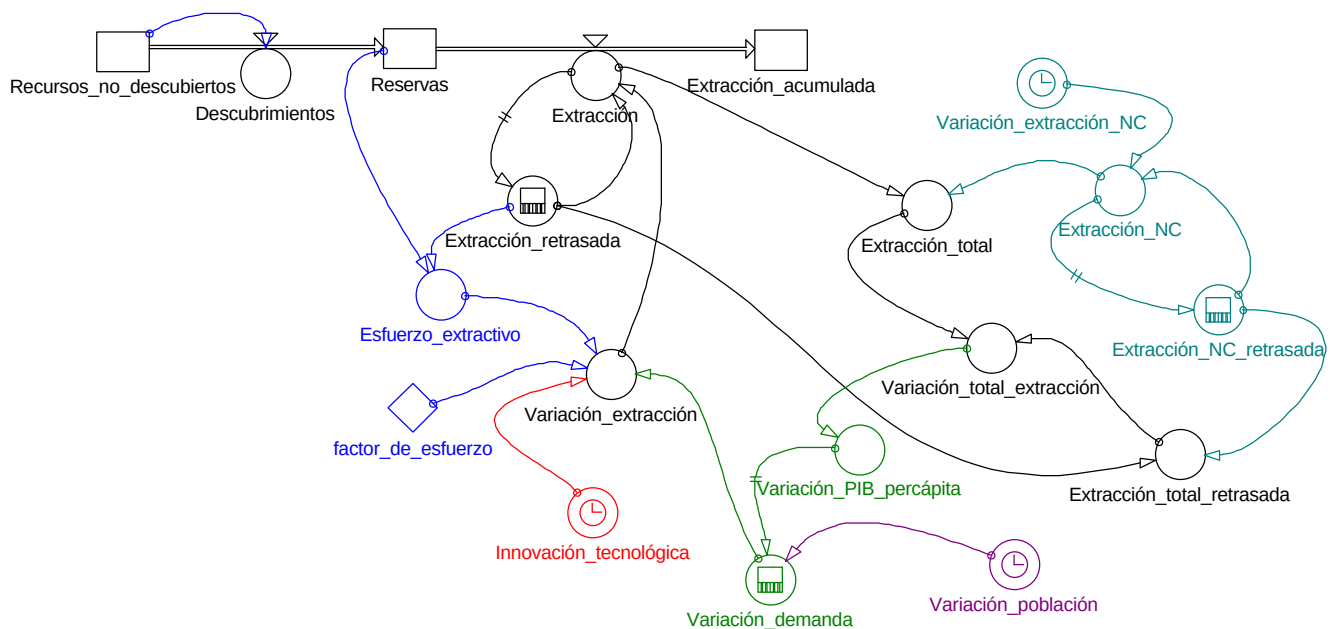


Figura 5.23. Diagrama de Forrester para el petróleo convencional y el no convencional. En verde azulado la parte para el petróleo no convencional.

En el diagrama anterior, se ha añadido en verde azulado el petróleo no convencional (NC) y en negro la suma de ambas producciones. El resto del diagrama y colores se aplican al petróleo convencional, como en la figura 5.15. La introducción de petróleo no convencional se considera independiente pues de variables económicas, geológicas y tecnológicas. El esfuerzo productivo se desprecia, además tampoco se considera la TRE de este tipo de petróleo, más pequeña que la del petróleo convencional.

El primer modelo se construye con los criterios de las familias Hirsch ("A") y "E", suponiendo que el crecimiento del petróleo no convencional es del 4,5% anual ("*variación extracción NC*" en verde azulado en el anterior diagrama). Este escenario se llamará "usual" o "as usual", y se basa en la extrapolación directa del crecimiento habido entre 1985 y 2005.

El resultado para la extracción de petróleo (convencional y total) y para la renta per cápita mundial de ambas familias (para un caso representativo de cada familia), se ve en las siguientes gráficas:

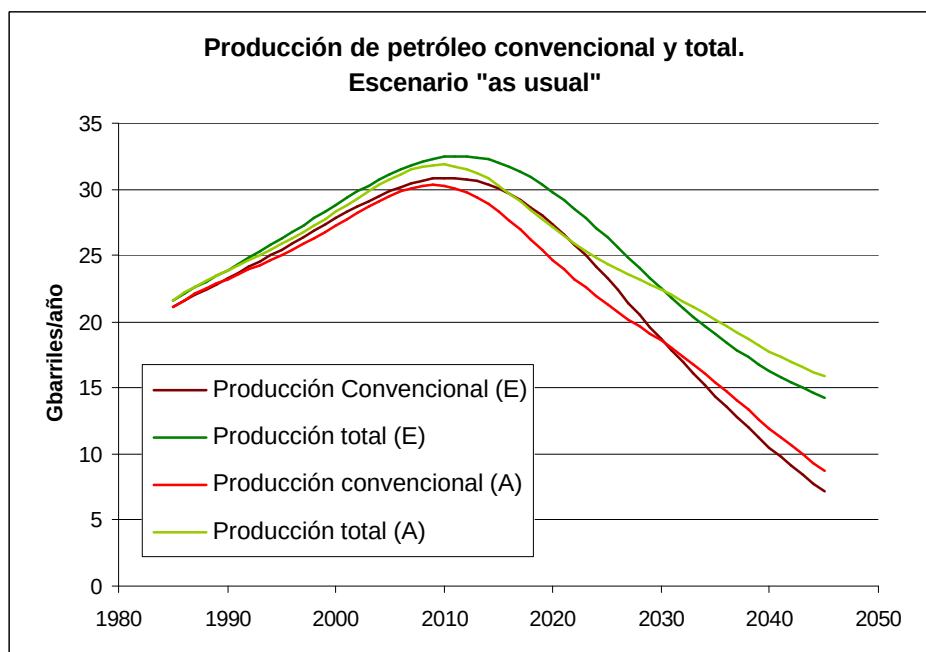


Figura 5.24. Producción de petróleo convencional y total en dos familias de modelos (A y E) según el diagrama de la figura 5.23 en el escenario llamado "as usual".

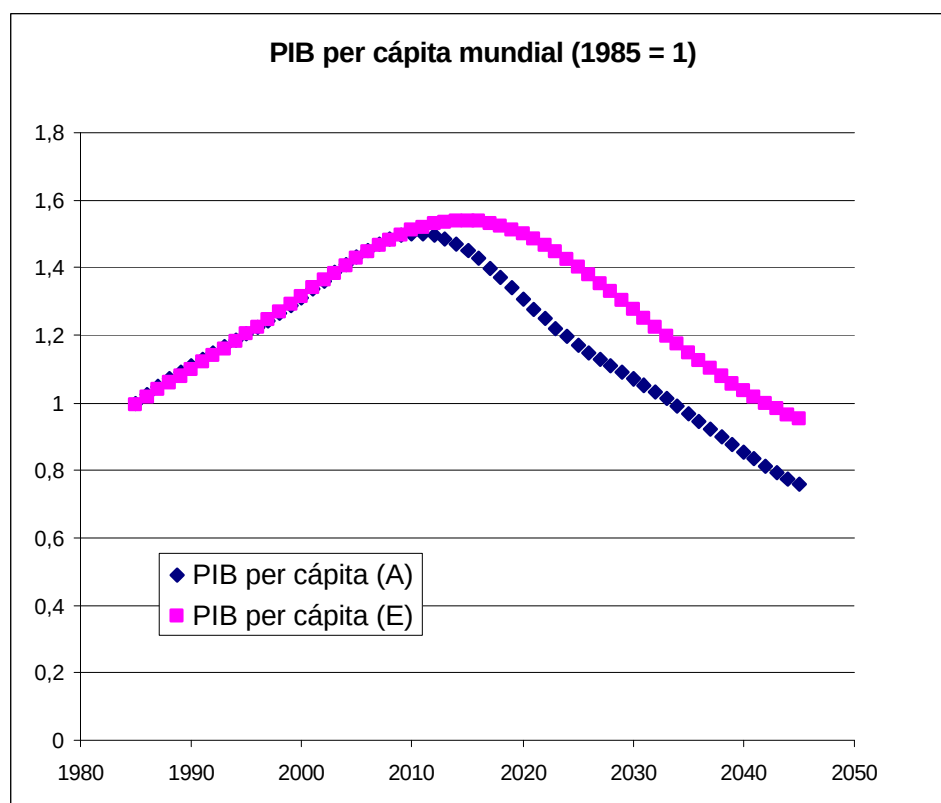


Figura 5.25. Evolución de la renta per cápita obtenida en los modelos A y b siguiendo el diagrama de la figura 5.23 en el escenario llamado “as usual”

Se puede concluir que las tasas de crecimiento del petróleo no convencional de las últimas dos décadas, no salvan la crisis de petróleo y la consiguiente crisis mundial (como mucho las retrasan un par de años).

Si se quisiera evitar que la renta per cápita descienda y/o que lo haga la extracción de petróleo total, se debería incrementar la tasa de crecimiento de la extracción de petróleo no convencional; al menos un 10%. Este escenario se denomina “programa de choque” o “crash program⁷⁰”.

En las siguientes gráficas se ha tomado el incremento de la demanda de petróleo no convencional del 10% a partir de 2005 (hasta el año 2005 se toma el real):

⁷⁰ La idea de llamarlo así proviene de Hirsch2005, que analiza el tiempo que requeriría un programa de choque en los combustibles no convencionales para evitar el pico del petróleo.

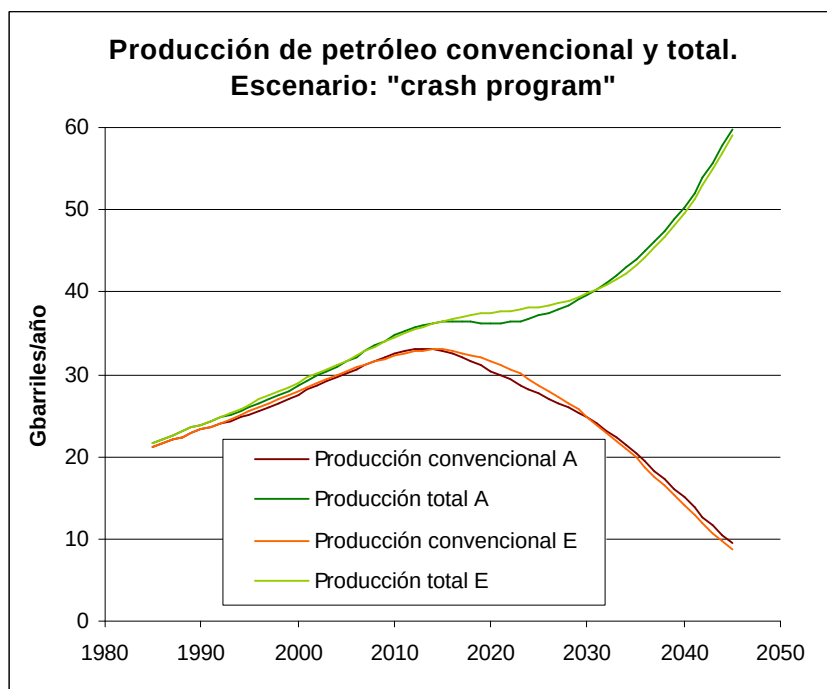


Figura 5.26. Producción de petróleo convencional y total en dos familias de modelos (A y E) según el diagrama de la figura 5.23 en el escenario llamado “crash program”

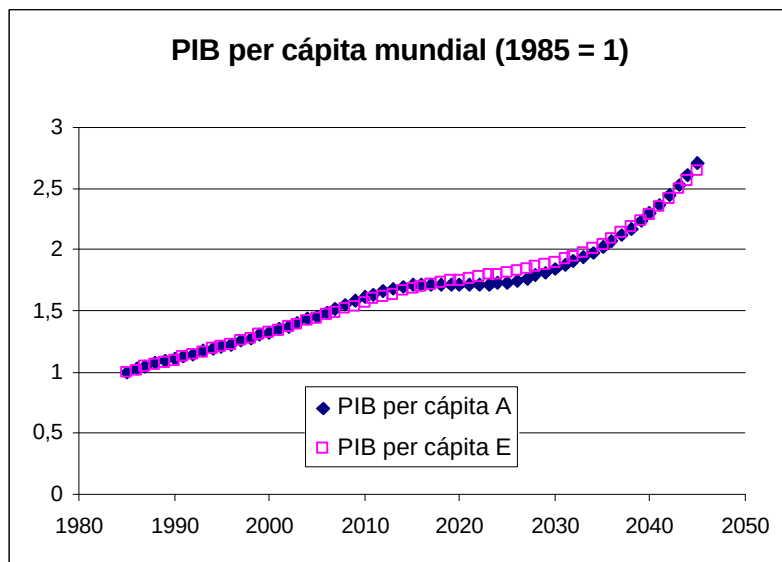


Figura 5.27. Evolución de la renta per cápita obtenida en los modelos A y b siguiendo el diagrama de la figura 5.23 en el escenario llamado “crash program”

Se observa como la renta per cápita se estabiliza durante un par de décadas (familia Hirsch o A) o sigue creciendo aunque más lentamente (familia E) hasta el año 2030.

Es de destacar también que la extracción de petróleo convencional tiene un pico más alto (33Gbarriles) y retrasado (unos 4 o 5 años) respecto a los modelos anteriores. Esto es lógico si se piensa que el hecho de que la economía no entre en recesión, permite que se siga extrayendo este petróleo a tasas elevadas; al retrasar el pico, el descenso posterior es mayor, exigiendo más a la extracción de petróleo no convencional.

Se concluye que para que la extracción de petróleo pueda seguir creciendo en las próximas décadas (algo que contemplan todos los escenarios del IPCC, del EIA, IEA, etc.), el crecimiento del petróleo no convencional debe ser al menos del 10% anual, muy superior al que está teniendo (de hecho en nuestros modelos se supone este crecimiento a partir del año 2005, sin embargo, entre este año y el 2009 ya no ha sido así).

¿Es posible un crecimiento de esta magnitud?

1. Buena parte del crecimiento del no convencional en el pasado reciente ha sido debido a las llamadas “ganancias” en las refinerías. Ganancias que dependen entre otros factores de la propia extracción global de petróleo. Si ésta se estanca como en los últimos 2 o 3 años, estas ganancias tienden también a hacerlo (como de hecho ha sido).
2. Los flujos previstos y el crecimiento previsto de petróleo no convencional por distintos expertos no suele llevar a escenarios tan optimistas, ni entre los interesados en su desarrollo [Soderbergh2006]⁷¹. Buena parte del crecimiento posible se espera en las arenas bituminosas del Canadá, que han permanecido con extracción estable en los últimos años, y en el petróleo pesado de Venezuela, que incluso descendió bruscamente su extracción en 2006 (y en 2008 ha sido menor que en 2005) [ASPO2008a].

⁷¹ Cita a su vez a: “Canada’s Oil Sands – Opportunities and Challenges to 2015” (NEB). The report was published by the National Energy Board of Canada in May 2004. “Alberta’s Reserves 2003 and Supply/Demand Outlook 2004-2013 (EUB)” The report was published by the Alberta Energy and Utilities Board in May 2004. “Oil Sands Technology Roadmap – Unlocking the Potential (OSTRM)”. The report was published by the Alberta Chamber of Resources in January 2004. “Canadian Crude Oil Production and Supply Forecast, 2004 – 2015 (CAPP)”. The report was published by the Canadian Association of Petroleum Producers in July 2004

Es decir, que puede parecer excesivamente optimista un escenario que evite la recesión económica mundial con el criterio de que puede crecer al 10% anual la extracción de petróleo no convencional.

Para profundizar en ello, se va a hacer un estudio de las posibilidades de desarrollo que tienen las fuentes de petróleo no convencional, reelaborando los modelos de acuerdo a dos hipótesis, una muy optimista, en la que la explotación y crecimiento es máximo, pero teóricamente posible si hay un estímulo político de carácter internacional (similar al “crash program” que llama [Hirsch2005] y otra más realista, pero también optimista, considerando que la falta de petróleo convencional y los precios elevados estimulan fuertemente la extracción, pero sin programas internacionales de políticas orientadas al desarrollo de éstos combustibles.

Ambos modelos resultan optimistas además si se tiene en cuenta que, para este tipo de combustibles, la TRE juega un papel aún más importante que para el petróleo no convencional. Esto significa que la extracción necesaria para alimentar a la economía es proporcionalmente mayor para el petróleo no convencional que para el convencional. Por ahora, esto no se considerará explícitamente en los cálculos que siguen.

Cinco pueden ser las posibles fuentes de combustibles no convencionales: las arenas bituminosas (especialmente del Canadá), el petróleo extrapesado (principalmente de Venezuela), los esquistos o pizarras de petróleo (abundante en Estados Unidos), los biocombustibles (biodiesel y etanol) y los líquidos sintetizados a partir de carbón o gas natural (CTL y GTL).

La Agencia Internacional de la Energía [IEA2007] espera unos 10 millones de barriles diarios de estos combustibles para el 2030, lo que supondría seguir una tasa de crecimiento como la de las últimas décadas (4,5% anual), insuficiente como se ha dicho para prevenir el pico del petróleo.

Si se disgrega por tipos:

Arenas bituminosas:

Se señaló en el epígrafe 4.1.1 que cuatro países tienen la casi totalidad de las reservas: Canadá, Rusia, Kazajstán y Nigeria [WEC2004]. Se razonó que los tres últimos tienen además importantes reservas de petróleo convencional más fácil de explotar, por lo que parecía lógico suponer que retrasarían su extracción mientras la extracción de petróleo convencional no cayera ostensiblemente⁷². El único país con experiencia probada y elevada extracción es Canadá.

Casi todas las previsiones de los institutos de investigación canadienses dan una extracción máxima de 5 millones de barriles al día hacia el año 2030 [Soderbergh2006], partiendo en 2005 de 1,2 millones de barriles día (un incremento anual promedio del 5-6% durante ese periodo).

El mayor problema que tiene esta explotación de petróleo es la gran necesidad de energía que requiere y el impacto ambiental que genera. Unos 1700 pies cúbicos de gas natural son necesarios para extraer y elevar la calidad de este petróleo al estándar del petróleo crudo (SCO, synthetic crude oil) para obtener el equivalente a un barril [Soderbergh2006]. Teniendo en cuenta esto, solamente se podrían llegar a producir unos 40Gbarriles de SCO teniendo en cuenta las reservas probadas de gas natural de Canadá [WEC2007]. Teniendo en cuenta que parte del gas natural que produce este país se exporta a Estados Unidos y otra parte se consume en el propio país para usos principalmente domésticos (calefacción), puede haber un conflicto de demanda entre los diferentes usos. Es decir, o bien usa otras fuentes energéticas para extraer a medio plazo este petróleo de las arenas bituminosas, o bien su extracción no podrá aumentar tanto como los institutos de investigación citados llegan a proyectar: llegar a una extracción de 5 millones de barriles al día para el 2030 supondría unos 25Gbarriles de petróleo con unas necesidades de más de la mitad de sus reservas de gas natural. Si se tiene en cuenta que la extracción de gas natural parece estar ya

⁷² Kazajstán está aún incrementando su producción de petróleo convencional, Nigeria y Rusia quizás está en fase de estabilización de éste petróleo [ASPO2008a]. Estos países no tienen prisa por explotar esta clase de petróleo pues es más caro, más contaminante y técnicamente más difícil de extraer.

descendiendo (el pico de extracción se produjo en 2000-2001), parece lógico pensar que son necesarias otras fuentes energéticas. Las ideas que se barajan son emplear las propias arenas para su propia extracción y usar energía nuclear. En el primer caso, las emisiones de CO₂ ya muy elevadas para este sector industrial se dispararían, así como otros problemas ambientales⁷³. En el segundo caso, supondría la necesidad de empezar inmediatamente a planificar la puesta en marcha de varias centrales nucleares (en una región, Alberta, con ya fuertes impactos ambientales debidos a la industria de combustibles fósiles, por lo que es posible que socialmente la energía nuclear sea rechazada).

Así pues, las proyecciones de extracción de 5 millones de barriles diarios para el 2030 seguramente son optimistas (aún así se tomará la proyección de [Söderbergh 2005] como escenario “muy optimista”), en nuestra proyección más “realista” (escenario “menos optimista”) tomaremos un máximo de 4,5 millones de barriles diarios para ese año, con un crecimiento lineal desde 2005:

Arenas bituminosas Millones barriles día	Escenario muy optimista	Escenario menos optimista
2005	1	1
2010	2,5	1,7
2015	3,4	2,4
2020	3,9	3,1
2025	4,4	3,8
2030	4,9	4,5

Tabla 5.2. proyecciones de la producción de arenas bituminosas según dos escenarios

⁷³ Por cada barril de este petróleo se generan 4 toneladas de residuos sólidos, 80kg de CO_{2e}, se inyectan entre 3 y 5 barriles de agua –que queda contaminada-, se destruyen bosques y pantanos, etc. Un aumento ostensible de esta producción hace muy difícil a Canadá cumplir con el protocolo de Kioto que ha ratificado. [Soderbergh2005 y 2006]

En la tabla se refleja la extracción de estas arenas siguiendo una visión muy optimista [Söderbergh2005] (que necesita a partir de 2015 centrales nucleares y hasta esa fecha es superior a la mayoría de proyecciones) y una visión quizás menos optimista, que trabaja más en la línea de los institutos de investigación ya citados, pero que de cualquier forma necesitaría también otras fuentes energéticas además de gas natural.

Sin embargo la producción de arenas bituminosas en Canadá está prácticamente estancada desde 2002 [ASPO2008a], por lo que incluso la evolución del escenario “menos optimista” puede no cumplirse, mientras que el escenario “muy optimista” se está alejando ya claramente de la realidad.

Petróleo extra-pesado de Venezuela.

Casi el 90% del petróleo extra-pesado producido hasta la fecha proviene de Venezuela y más del 98% de las reservas probadas y de las probables (según [WEC2004]) pertenecen a este mismo país.

De nuevo [Södenberg2006], proyecta de forma muy optimista la extracción en Venezuela de este petróleo, quien se basa a su vez en [Moritis2005] quien refiere los planes de expansión que el gobierno Venezolano tenía en esas fechas. Es decir, estamos ante la visión de Hugo Chávez en 2005. Requeriría más de 40Gbarriles para el 2030 cuando las reservas establecidas son de 37Gb, y las reservas probables según Venezuela son 236Gb, infladas probablemente por la guerra de cuotas. Además, la política de Hugo Chávez es incierta y está nacionalizando este petróleo, con lo que algunas compañías han dejado de planificar su explotación. Aunque Hugo Chávez está llamando a la inversión de compañías chinas, brasileñas e indias, el futuro es incierto y muy probablemente no se cumpla (en 2009 ya no se está cumpliendo) [Werteim2007a, 2007b, Fletcher2007].

En el escenario muy optimista daremos la proyección que usa [Söderberg 2006], mientras que en el escenario “menos optimista” tomaremos a partir del 2010 un crecimiento lineal hasta el año 2030:

Petróleo pesado Millones barriles día	Escenario muy optimista	Escenario menos optimista
2005	0,65	0,65
2010	0,8	0,8
2015	1,35	0,95
2020	2	1,1
2025	2,2	1,25
2030	2,4	1,4

Tabla 5.3. Proyecciones de la producción de petróleo extrapesado según dos escenarios

Las tendencias recientes de petróleo extrapesado de Venezuela [ASPO2008a] tampoco son buenas pues a finales de 2005 cayó esta extracción bruscamente (más de 2/3) al tiempo que aumentaba la del petróleo convencional. Durante los años 2006 y 2007 la producción fue de unos 0,25 millones de barriles diarios, haciendo más difíciles las previsiones de los escenarios “menos optimista” y “muy optimista” que plantean una producción 0,8 millones para el año 2010 partiendo de los 0,65 millones diarios que se produjeron en promedio en 2005. Es decir, de nuevo, el escenario “menos optimista” sigue siendo probablemente optimista⁷⁴.

⁷⁴ Teniendo en cuenta que los precios de petróleo han subido espectacularmente entre el 2004 y principios mediados del 2008 el flujo de divisas (petrodólares) que ha obtenido Venezuela es mucho mayor en esos años que en la década anterior, aunque la producción total haya disminuido más del 10% durante ese periodo. Venezuela hasta el 2008 ha crecido a tasas del orden del 10% anual en los últimos años y un tercio de su PIB lo genera el petróleo (wikipedia).

Pizarras de petróleo bituminosas (shale oil)

Aunque ya se señaló en el capítulo anterior que las reservas de pizarras bituminosas son ingentes, extraer petróleo de ellas y refinarlo es un proceso costoso energéticamente y caro económicamente. En la actualidad por cada tonelada de pizarra bituminosa se extraen unos 100-150 litros de bitumen convertible en petróleo. La mayor parte de la extracción se utiliza para fabricar retortas y con ellas producir electricidad (75%) [Estonia2002], sin embargo, se utilizan unos 900MJ de electricidad para producir el equivalente a un barril de petróleo. Si esa electricidad proviene de petróleo se necesitarían unos 2700MJ de calor (33% de eficiencia), en Estonia la eficiencia de las retortas de estas pizarras para producir electricidad, no llega al 30%, con lo que se necesitan unos 3000MJ de calor. El contenido energético de un barril de petróleo es de unos 6300MJ, es decir, que la energía perdida es de casi el 50% ($TRE = 2,1$)⁷⁵. Este simple hecho, junto con la idea de que por cada tonelada de carbón se puede extraer entre 500-650 litros de petróleo en el proceso CTL, hace parecer absurda la explotación a gran escala de esta tecnología, al menos antes que las otras que se están tratando aquí.

En cualquier caso, se tomarán de nuevo dos escenarios, uno muy optimista, en el que se multiplica por algo más de 20 la extracción para el 2030 respecto a la del 2005, y otro menos optimista en el que se mantiene la extracción actual (si tenemos en cuenta que entre 1980 y el año 2000 la extracción se redujo de 46 a 16 millones de toneladas, mantener la extracción en el futuro puede ser hasta optimista⁷⁶). De la extracción de pizarras en 2005 se produjo un petróleo equivalente a 0,03

⁷⁵ La TRE puede ser algo mayor si tenemos en cuenta que parte de la energía eléctrica para extraer el bitumen de las pizarras proviene de gas que se genera en el propio proceso (aproximadamente un 50%). Sin embargo, la TRE calculada no tiene en cuenta otras pérdidas energéticas en la cadena o ciclo de vida del mismo (por ejemplo, se necesitan 25 m³ de agua que hay que bombear por cada m³ de pizarra explotada, se necesita energía para restaurar la degradación de las tierras que esta minería genera, y camiones y excavadoras, etc.). La compañía Shell ha autoevaluado la TRE entre 3 y 4 para un caso concreto (wikipedia).

⁷⁶ Además a todo esto hay que añadir el elevadísimo coste ambiental que esta tecnología tiene. El petróleo proveniente de estas pizarras puede tener unas emisiones de gases de efecto invernadero dobles que las del petróleo convencional. Además, el petróleo producido tiene azufre en proporciones 10 o más veces más altas que el petróleo crudo. Estonia, que produce el 70% del total mundial, tiene un 1% de sus tierras degradadas por esta minería, casi un 50% del petróleo

millones de barriles diarios. [Estonia2002] señala que si todos los proyectos en papel que había en el año 2000 se llevaran a cabo, la extracción se podría multiplicar por 8 en 20 años. El CEO de Shell de petróleo no convencional⁷⁷ señaló que hasta el 2015 la extracción seguiría siendo despreciable pero que si “todo fuera realmente bien” la extracción podría llegar a ser de 5 millones de barriles diarios para el 2030.

En el escenario muy optimista se mantiene la extracción actual hasta el 2015 y se la hace crecer linealmente hasta 0,63 millones de barriles diarios para el 2030:

Pizarras bituminosas Millones barriles día	Escenario muy optimista	Escenario menos optimista
2005	0,03	0,03
2010	0,03	0,03
2015	0,03	0,03
2020	0,23	0,03
2025	0,43	0,03
2030	0,63	0,03

Tabla 5.4. Proyecciones de la producción de pizarras bituminosas según dos escenarios

Biocombustibles

A pesar de que la producción de biodiesel ha crecido en 2006 y 2007 a tasas superiores al 50% anual y el etanol a tasas superiores al 20%, la producción futura muy pronto tendrá que ralentizar estos crecimientos por varias razones. Por un lado, se razonó que la producción máxima (epígrafe

que quema se convierte en cenizas que van a las aguas –que se acidifican- y tiene problemas para cumplir los acuerdos de Kioto por esta explotación. ([Estonia2002] y wikipedia)

⁷⁷ <http://www.theoil Drum.com/story/2005/11/12/0150/4833>

4.1.1) se podría como mucho multiplicar por 7 a eficiencia constante en una visión que seguramente es muy optimista. Por otro lado, las tensiones que se producirían en el precio y accesibilidad de alimentos serían probablemente importantes. Además, la TRE de los biocombustibles es tan baja que en realidad su producción termina dependiendo de otras fuentes energéticas, que si escasean o suben mucho de precio, pueden hacer inviable una producción demasiado elevada [Pimentel2009, Carpintero2007].

En nuestro escenario muy optimista multiplicaremos por 7 la producción de 2005 a una tasa de crecimiento que se irá reduciendo rápidamente hasta estabilizarse la producción en el año 2015 (pasando de un incremento anual entre 2005 y 2010 del 30%, luego al 14% entre el 2010 y 2015 y luego al 0% a partir del 2015). En el escenario menos optimista suponemos un crecimiento del 30% hasta el año 2008 y a partir del 2009 hasta el 2015 un crecimiento del 15% y estabilización posterior (el efecto final es multiplicar la producción de 2005 por 5 en vez de por 7):

Biocombustibles Millones barriles día	Escenario muy optimista	Escenario menos optimista
2005	0,45	0,45
2010	1,67	1,3
2015	3,2	2,5
2020	3,2	2,5
2025	3,2	2,5
2030	3,2	2,5

Tabla 5.5. Proyecciones de la producción de biocombustibles según dos escenarios

Combustibles sintéticos CTL y GTL

Los proyectos actuales para la producción de petróleo a partir de carbón (CTL) y gas natural (GTL) son pocos y dispersos, un vistazo a algunas páginas web (e.g. www.arabianbusiness.com) indica que pasar a una producción de 0,5 millones de barriles diarios antes del 2010 es seguramente muy optimista (en 2005 esta producción era de la décima parte). Si nos inspiramos en [Hirsch2005], este proyecta (sin analizar su posibilidad real) una producción de 5 millones de barriles diarios tras tres lustros una vez comenzado un “crash program” internacional para su producción máxima. Si a partir del año 2010 se proyecta un crecimiento anual del 15% se obtendría la producción de 5 millones de barriles diarios en 17 años. Tomando estas ideas, el escenario muy optimista multiplica por 10 la producción entre el 2005 y el 2010 y otra vez por 10 entre el 2010 y el 2027; se considerará a partir de esta fecha que se estabiliza en esos 5 millones de barriles diarios. En el escenario menos optimista, el crecimiento hasta el 2010 es del 30% anual (en vez del 60% que suponía el escenario muy optimista) y a partir de aquí el crecimiento es del 15% anual hasta el 2030. En este escenario se llega así a una producción de 3 millones de barriles diarios.

CTL y GTL Millones barriles día	Escenario muy optimista	Escenario menos optimista
2005	0,05	0,05
2010	0,5	0,19
2015	1	0,37
2020	2	0,75
2025	4	1,5
2030	5	3

Tabla 5.6. Proyecciones de la producción de petróleo sintético proveniente de gas natural y carbón según dos escenarios

Si representamos gráficamente los dos escenarios:

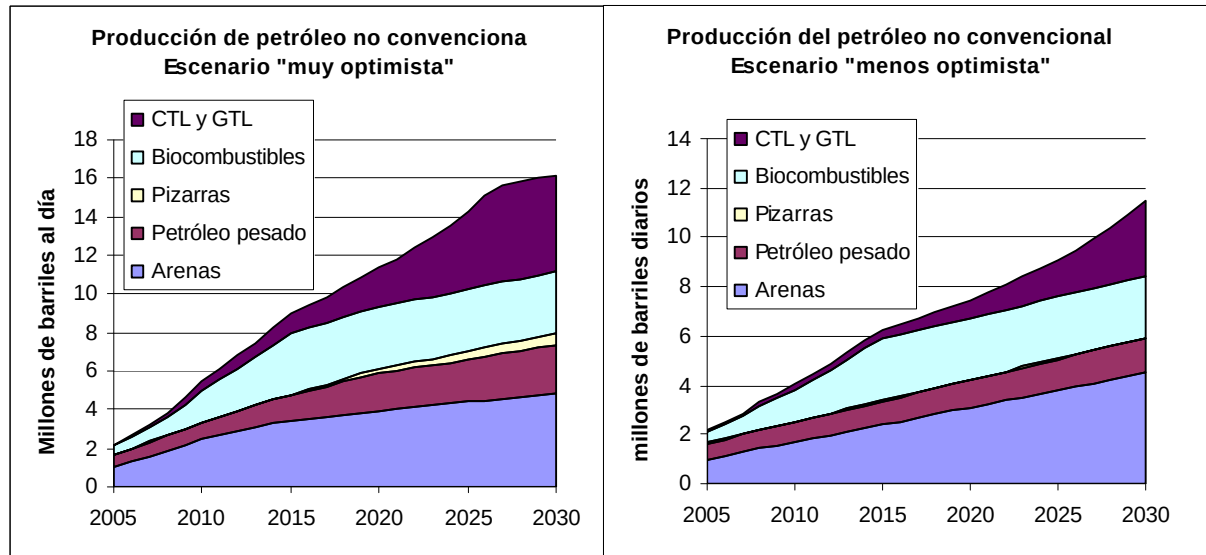


Figura 5.28. Producción de petróleo no convencional en dos escenarios

El siguiente paso es llevar estos escenarios a los modelos de dinámica de sistemas, en los que la parte del petróleo no convencional (en el diagrama de la figura 5.23 la parte en verde azulado) se sustituye por los datos que se obtienen de ambos escenarios.

En las siguientes gráficas se representan las curvas de extracción anual total de petróleo (convencional + no convencional) y la renta per cápita mundial de los dos escenarios comparadas con el escenario "as usual" (en el que el crecimiento anual del petróleo no convencional es del 4,5%, como el promedio de las últimas dos décadas):

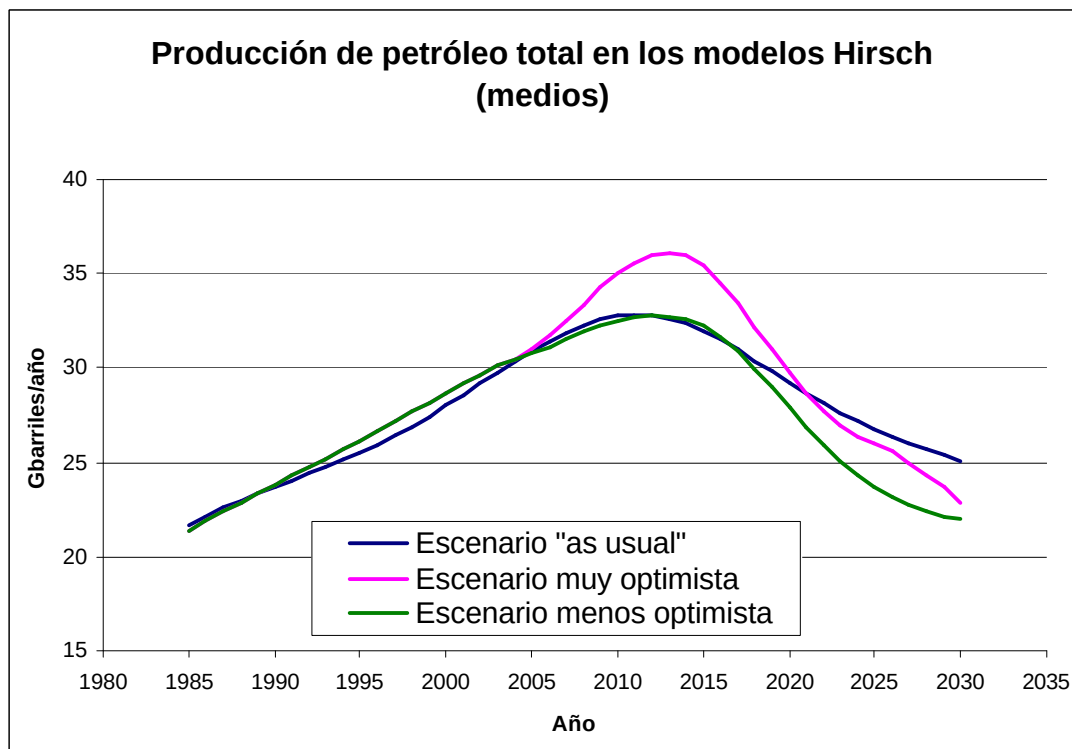


Figura 5.29. Producción de petróleo en tres escenarios (ver texto)

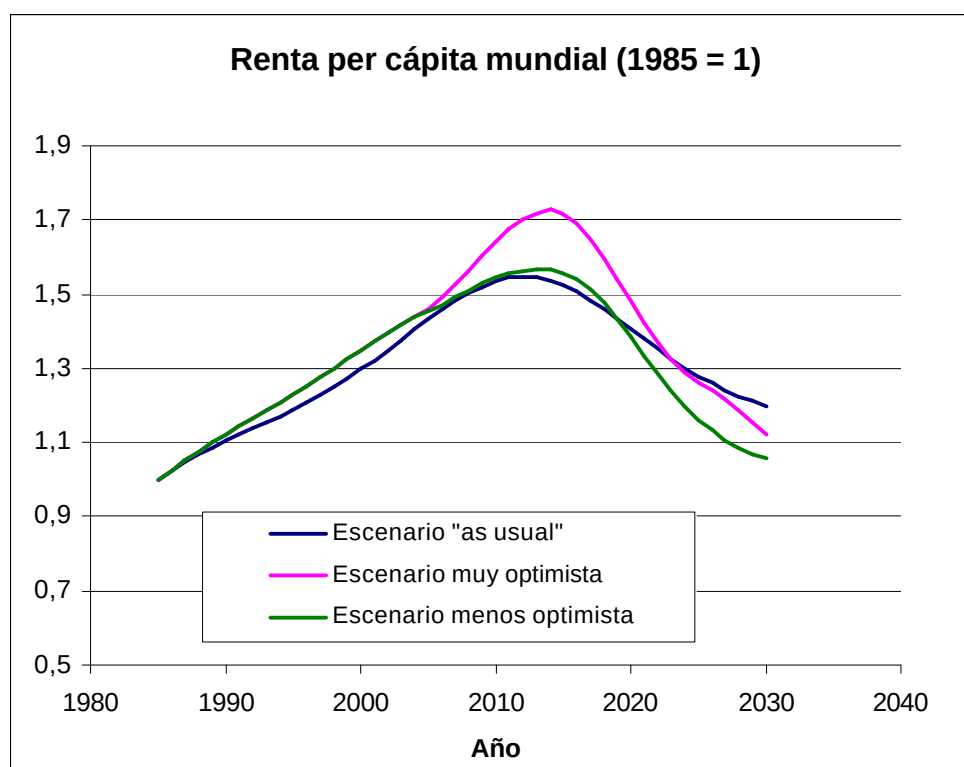


Figura 5.30. Renta per cápita en tres escenarios (ver texto)

Se aprecia en las gráficas anteriores que el efecto de los escenarios es retrasar ligeramente el pico de la producción del petróleo y de la renta per cápita mundial un par de años. En cambio, los descensos posteriores de ambas curvas son más rápidos, de tal forma que se vuelve a observar que cuanto más alto y retrasado sea el pico de la producción, mayor es la caída posterior.

Todo esto es debido a que en los escenarios “optimistas” el crecimiento del petróleo no convencional hasta el año 2015 es más alto que el crecimiento asignado al escenario “as usual”. En cambio, más adelante, los escenarios optimistas llegan a dar un crecimiento menor, especialmente el “muy optimista” (que a partir de 2015 no lo es tanto).

Se puede concluir que ni con modelos optimistas de la producción de combustibles líquidos no convencionales se puede evitar el colapso de la extracción y producción de combustibles líquidos.

El siguiente paso va a ser construir un modelo de la producción mundial total de energías, bajo el presupuesto hipotético, optimista e irrealista, de que éstas son perfectamente intercambiables, de tal forma que el descenso de la extracción de petróleo crudo sea compensada automáticamente con cualquier otra forma de energía, es decir, que el conjunto de energías no renovables funciona como una única fuente energética. Esto sería más realista si todas las fuentes energéticas se transformaran siempre en energía eléctrica y luego todas las necesidades energéticas (calefacción, transporte, luz, etc.) se basaran en ésta energía.

5.3. Modelos de la producción energética no renovable

En teoría es posible evitar con el tiempo la dependencia del petróleo, ya que parte de los combustibles líquidos se podrían sustituir, sin cambios tecnológicos ni económicos grandes, por otras formas energéticas, en especial la utilización de petróleo para producir electricidad. Una

promoción a escala mundial del transporte eléctrico por ferrocarril podría disminuir también la necesidad de combustibles líquidos, etc.

El primer escenario que se desarrolla aquí va a contemplar el conjunto de energías no renovables; como ya se ha dicho suponiendo que se pueden intercambiar de forma automática y eficiente. Los modelos van a seguir los criterios ya marcados por las familias Hirsch “A” y “E” que se utilizaron para el petróleo convencional. Esto significa que se asigna la misma dependencia económica del conjunto de energías no renovables que la que se dio en su momento al petróleo convencional, lo cual es claramente optimista, pues si bien la dependencia que hoy se tiene del petróleo es muy grande, la dependencia de energías no renovables es total, sin ellas, “se retrocedería” a los niveles de consumo energético de hace un siglo o más.

El diagrama de influencias va a ser similar que el de la figura 5.15 en el que se sustituyen los parámetros iniciales (extracción en 1985 y 2005, URR, reservas, etc.) por los de la figura 4.2, y las extracciones anuales y acumuladas correspondientes a la energía no renovable en su conjunto (tomadas de las bases de datos que se están utilizando: [BP2006, 2007, NEA2007], y del epígrafe 4.1.1). Se considera que toda la URR está ya descubierta –no hay nada por descubrir, todo es extracción acumulada y reservas-, lo que también es optimista al no generar retrasos en la cadena productiva (el esfuerzo es menor que el que se tendría si se consideraran menos reservas por no estar algunos recursos ya descubiertos). Por ahora se desprecia la contribución de las energías renovables y otros efectos.

El diagrama queda:

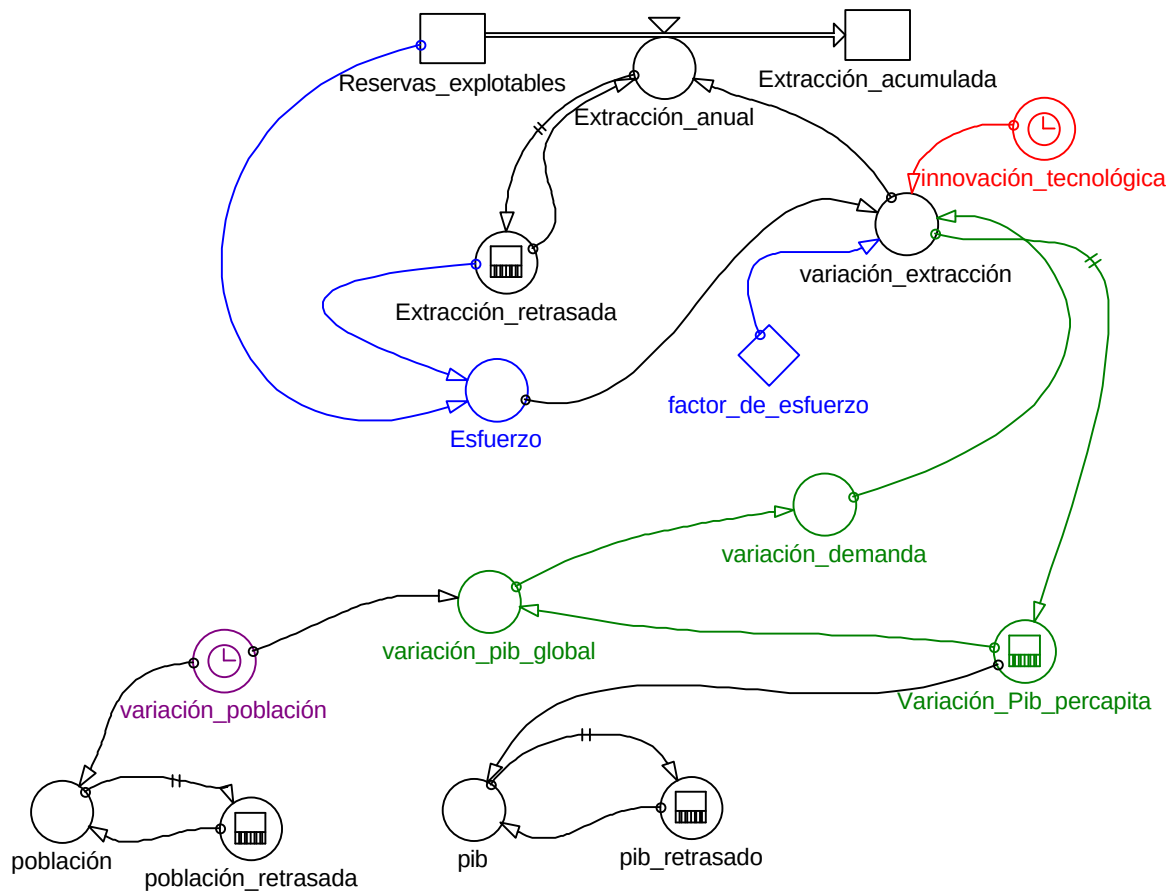


Fig. 5.33. Diagrama de Forrester. Las reservas explotables más la extracción acumulada son la suma de las URR de todos los combustibles no renovables.

Siguiendo las mismas dependencias entre la variación del PIB per cápita y la variación de la extracción de energía de los modelos Hirsch “A” y “E” del petróleo se denominan ahora respectivamente “ALLA” y “ALLE”. Los resultados de una simulación (ver Anexo: ALL2B.sim):

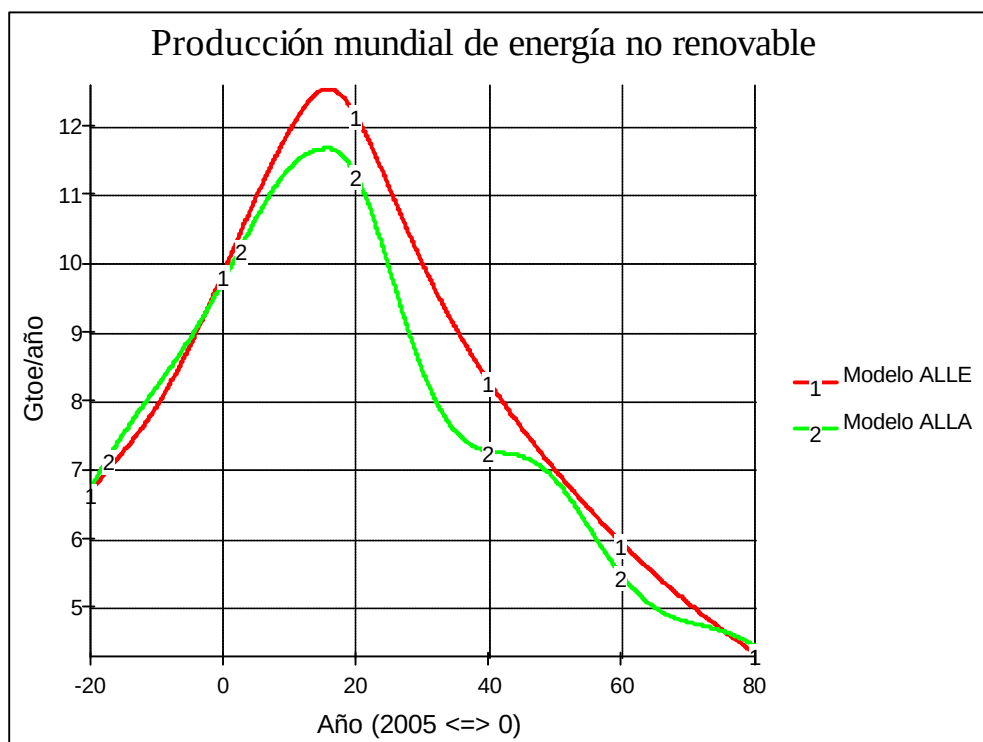


Figura 5.32. Evolución de la producción mundial de energía no renovable en dos modelos (ver texto)

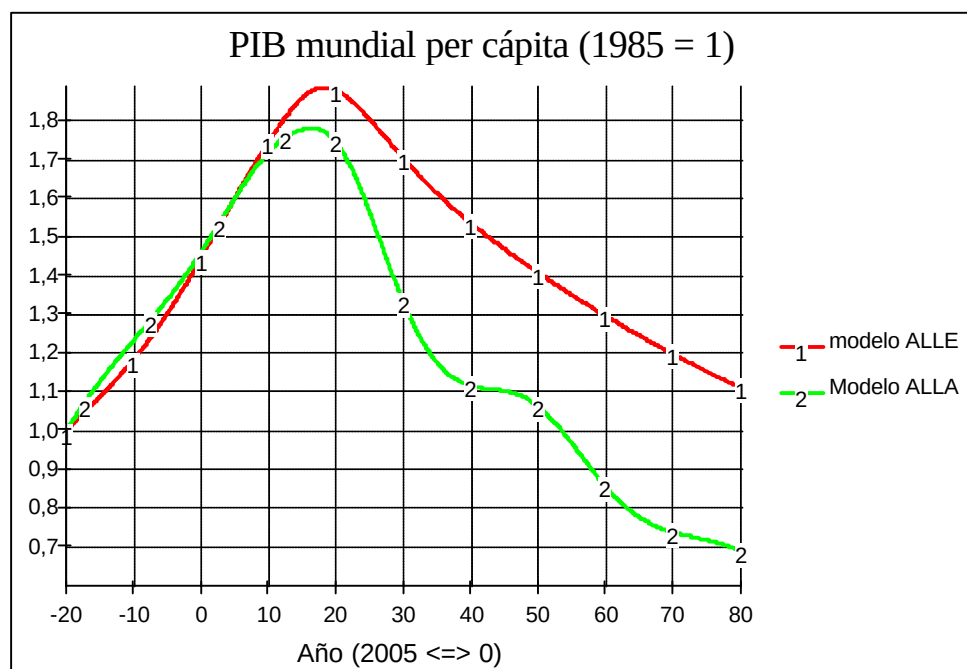


Fig. 5.33. Evolución de la renta per cápita mundial en dos modelos (ver texto)

En los modelos se observa un máximo de la producción energética y de la renta per cápita antes del año 2025

Si se añade ahora el concepto de Tasa de Retorno Energético (TRE) y el de la Energía extra perdida para producir energía (E_p) y si se tienen en cuenta las consideraciones realizadas (epígrafe 4.1.3), se concluía que más de 220Gtoe se perderían a mayores en la cadena de producción energética respecto a la proporción que se estaba perdiendo ya.

Ahora ya no importa de donde provenga la energía que se gasta en producir energía siempre que no se tenga en cuenta la contribución de las energías renovables; es decir, que esa energía no provenga de éstas últimas.

Una forma de modelar esta pérdida energética, es detraer de las reservas año a año una parte que se “acumularía” en lo que se está denominando energía perdida. De tal forma que el modelo anterior quedaría modificado (en verde oliva) (ver Anexo: AAA09.sim):

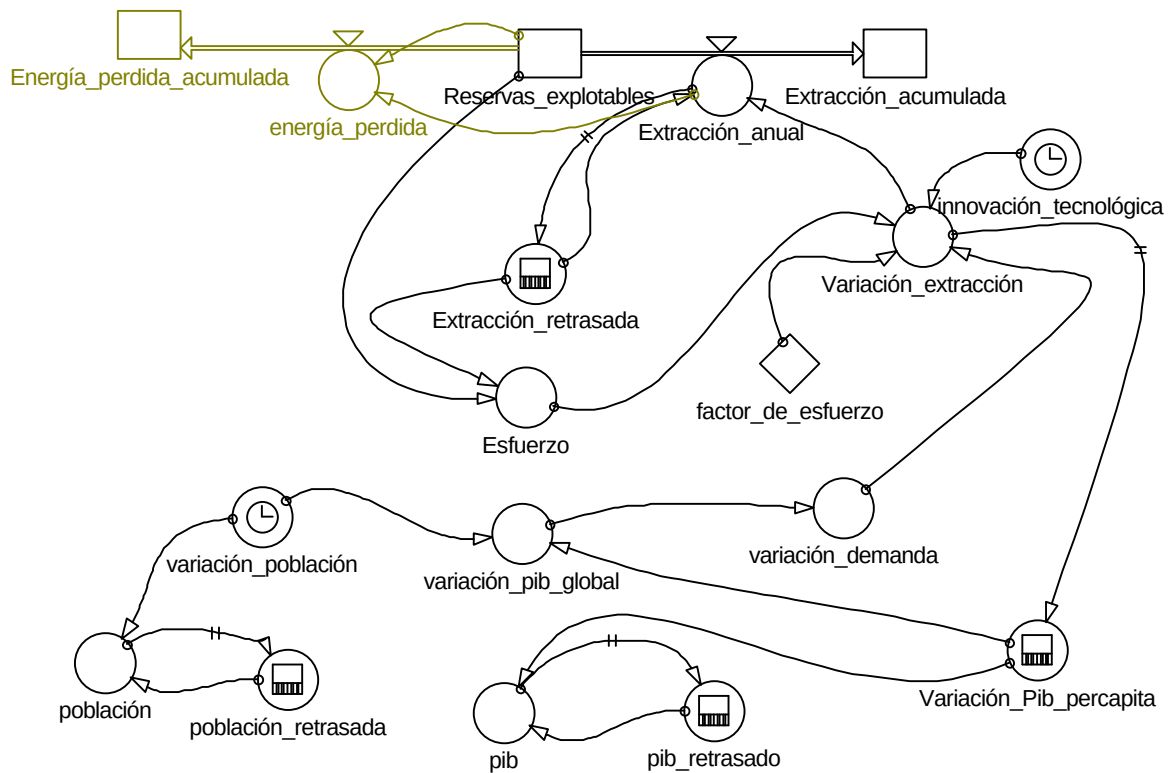


Figura 5.34. Diagrama de Forrester para la extracción de recursos energéticos no renovables y para la evolución de la renta per cápita. En verde oliva la hipótesis TRE.

La energía perdida se pondrá como una función que dependerá de la extracción (Extracción retrasada) y del tiempo de forma exponencial; siguiendo algunos de los criterios de evolución de la TRE en el petróleo y gas natural. La **hipótesis TRE** es:

$$Ep = a \cdot \frac{E}{R} \quad 5.19$$

Donde E_p sería la Energía perdida anual, E la extracción total anual de recursos no renovables, R las Reservas de dichos recursos y a una constante de ajuste positiva, para que en los modelos, la energía perdida total sea próxima a los 220Gtoe que calculamos en 4.1.3.

En dos modelos que siguen el criterio de la familia Hirsch, se encuentran los siguientes resultados:

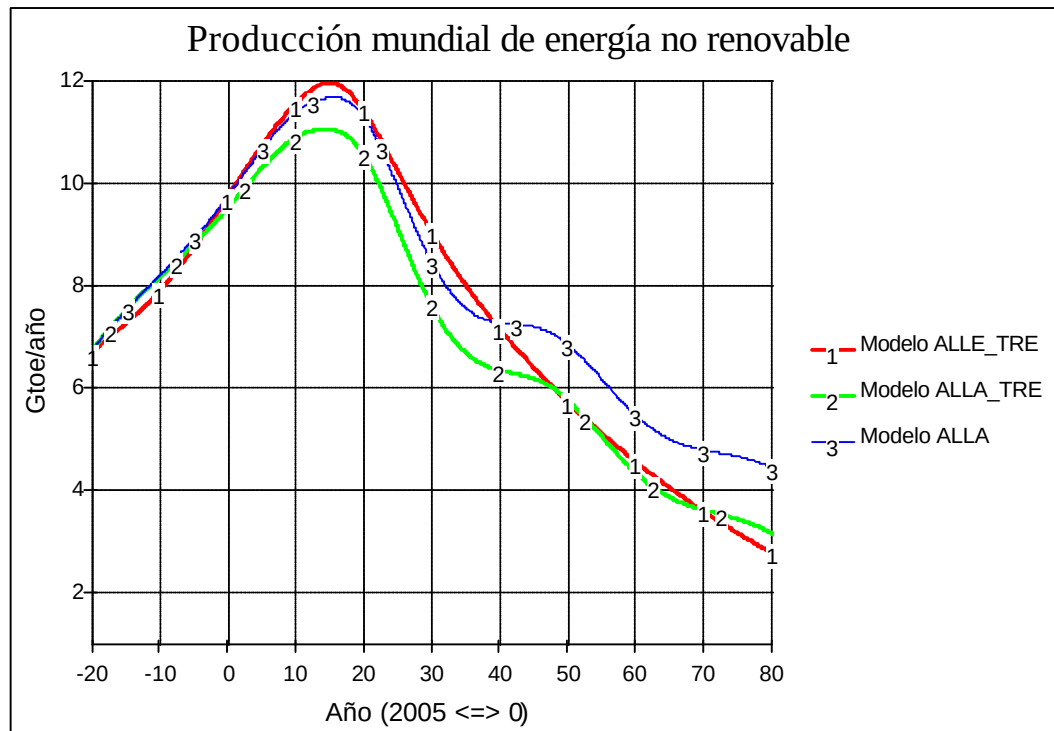


Figura 5.35. Evolución de la producción mundial de energía no renovable. Se comparan los modelos de las familias A y E con la hipótesis TRE y con el modelo A (modelo ALLA) sin esta hipótesis.

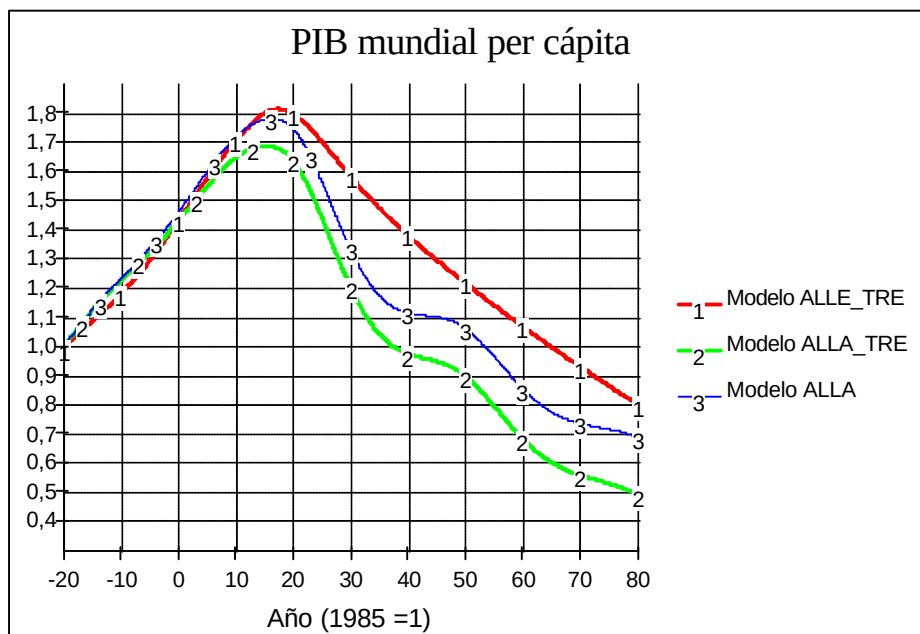


Figura 5.36. Renta per cápita mundial en los tres modelos referidos en la figura 5.35.

Con una energía perdida en el año 2100 de 200Gtoe para el modelo ALLA_TRE y de 235Gtoe para el ALLE_TRE. (ver Anexo: ALLATRE1.sim)

Para los escenarios que tienen en cuenta esta TRE se encuentra un pico de la producción energética no renovable alrededor del año 2020.

Estos modelos no permiten ver las evoluciones de las distintas fuentes de energías y además son optimistas pues se hace una agregación sin más de las energías de tal forma que es la energía global la única que generaría realimentaciones en la economía. Sin disgregar las distintas fuentes, no se puede tampoco analizar las emisiones de gases invernadero asociadas a la producción energética, que son también de interés en este trabajo.

De esta forma, los siguientes modelos van a trabajar con las distintas fuentes de energías no renovables por separado.

En un primer escenario, se parte de una disgregación de las energías no renovables independiente de la economía, siguiendo sólo las hipótesis de Hubbert y Ayres y repitiendo para el gas natural, carbón, uranio y petróleo no convencional, el mismo esquema de trabajo.

Es decir, se repite para cada tipo de combustible, el diagrama de influencias de la figura 5.12, ajustando para cada energía a la realidad de producción entre 1985 y 2005. Luego, se suman las producciones de cada fuente energética para dar la producción global de energías no renovables.

Haciéndolo así, un resultado es el siguiente:

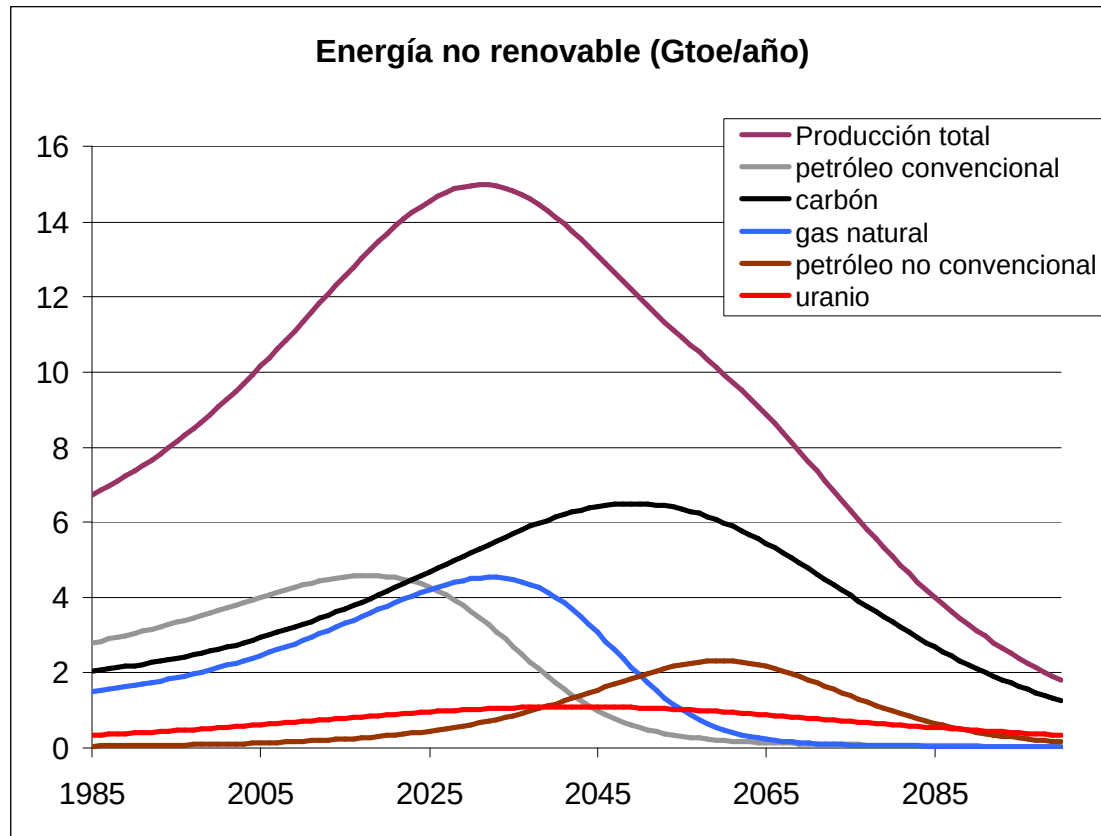


Fig. 5.37. Evolución de la producción anual de las distintas fuentes de energía no renovable.

En el escenario anterior, escogemos parámetros que son capaces de alejar los picos del petróleo convencional y del gas natural lo máximo posible. Se observa, cómo el pico de producción total se retrasa hasta la década del 2030. En otros modelos similares, en los que los parámetros no alejan tanto la producción de petróleo, el pico se encuentra en la década anterior.

En cualquier caso, encontramos un pico de la producción de energías no renovables entre el 2020-2030. Con más de una década de tiempo para que las energías renovables pudieran evitar la caída. Modelos similares se podrían encontrar si se agruparan las predicciones que se hacen a partir de

los trabajos de asociaciones ASPO⁷⁸ [ASPO2008a] u otros institutos de investigación (e.g. Energy Watch Group⁷⁹, [EWG2006,2007]).

El siguiente paso incorporará las realimentaciones con la economía de la hipótesis Hirsch.

Aquí se puede modelar teniendo en cuenta el modelo Hirsch puro, es decir, la economía se realimenta con el petróleo convencional (modelo pesimista, ver ecuación 5.17 con $a=0$ y $b=1$) o bien, se tiene en cuenta solamente que la energía total es la que se realimenta con la economía (modelo optimista); en este caso:

$$\Delta PIB_{cap,n-1} = \Delta E_T \quad 5.20$$

Siendo ΔE_T la variación de energía total producida o extraída y no solo la variación de la extracción de petróleo convencional.

O, por último, se puede construir un modelo mixto, en el que en un principio (primeros años del modelo), la realimentación depende tanto del petróleo convencional como de la energía total para ir descendiendo esa dependencia del petróleo en beneficio de la energía total:

$$\Delta PIB_{cap,n-1} = \Delta E \cdot MAX(0, 0.8 \cdot (1 - 0.02 \cdot (t + 20))) + \Delta E_T \cdot MIN(1, (0.2 + 0.016 \cdot (t + 20))) \quad 5.21$$

Siendo ΔE la variación de la extracción de petróleo convencional y t el tiempo en años, con $t = 0$ equivalente al año 2005.

⁷⁸ {Laherrere2005b}, encuentra un pico de la producción global de combustibles fósiles en el año 2025, advirtiendo que éste sería si no hubiera restricciones a la demanda.

⁷⁹ Este Instituto prevé un posible pico en la producción de carbón en el 2025, ellos consideran una URR de carbón de unas 500Gtoe, mientras que en nuestros modelos consideramos 600Gtoe. El pico del uranio lo encuentran antes del 2035. [ASPO2008] prevé para el gas natural el pico en el 2015-2020.

En todos ellos, se considera que la mejora tecnológica (hipótesis Ayres) es la misma para todas las energías (esto restringe la libertad de elección de parámetros).

El diagrama de Forrester es el general de la figura 5.42 (más adelante) pero sin tener en cuenta las energías renovables (ni la hipótesis Meadows en rosa, ni la hipótesis TRE en verde oliva).

En el caso del modelo pesimista, la variación de la producción de energía de petróleo realimenta el pib per cápita quien junto con el crecimiento de la población generan la variación en la demanda de cada energía (también considerada la misma para cada energía).

Para el modelo pesimista (ver Anexo: AAA10.sim):

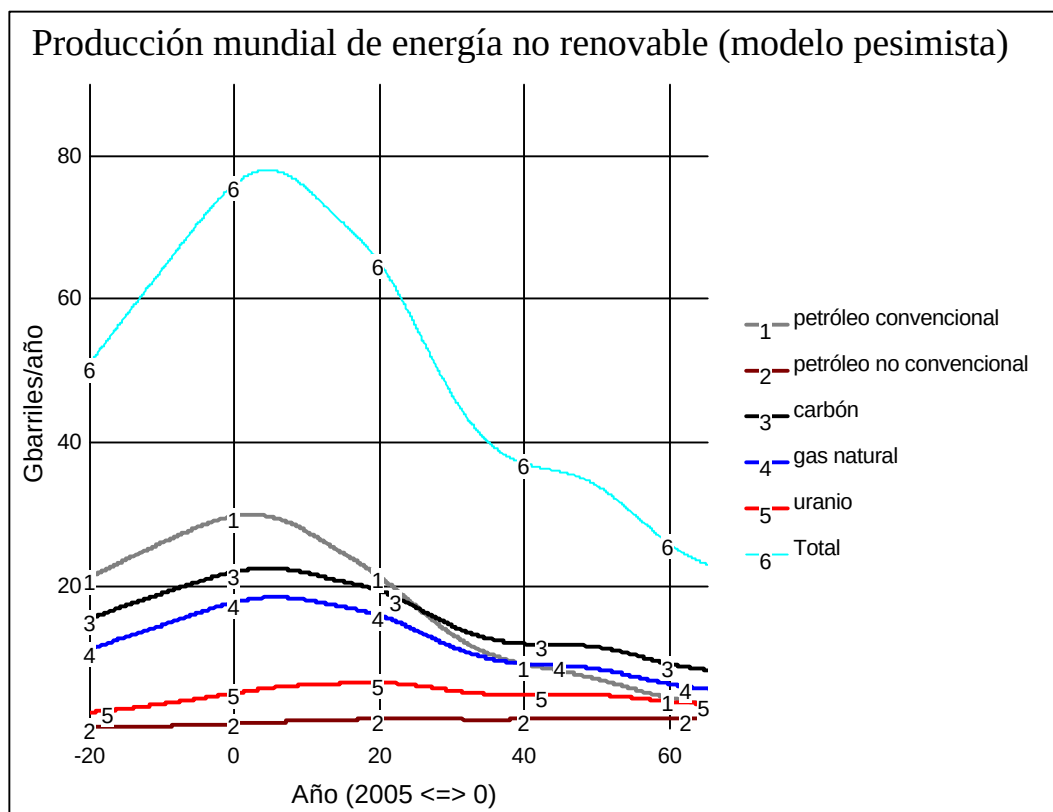


Figura 5.38. Producción mundial de energía no renovable (modelo pesimista para la hipótesis Hirsch aplicando la ecuación 5.17)

En el caso del modelo mixto se considera que la variación de la extracción de petróleo y la variación de la producción energética total realimentan la economía. La dependencia con el petróleo y con la energía total no renovable se considera de un 50% en el año 2005. La dependencia con el petróleo descende linealmente hasta un 0% en el año 2035, mientras que la dependencia con la energía va tomando el relevo, hasta llegar a ser del 100% en el 2035 (ver ecuación 5.21).

Para el modelo mixto:

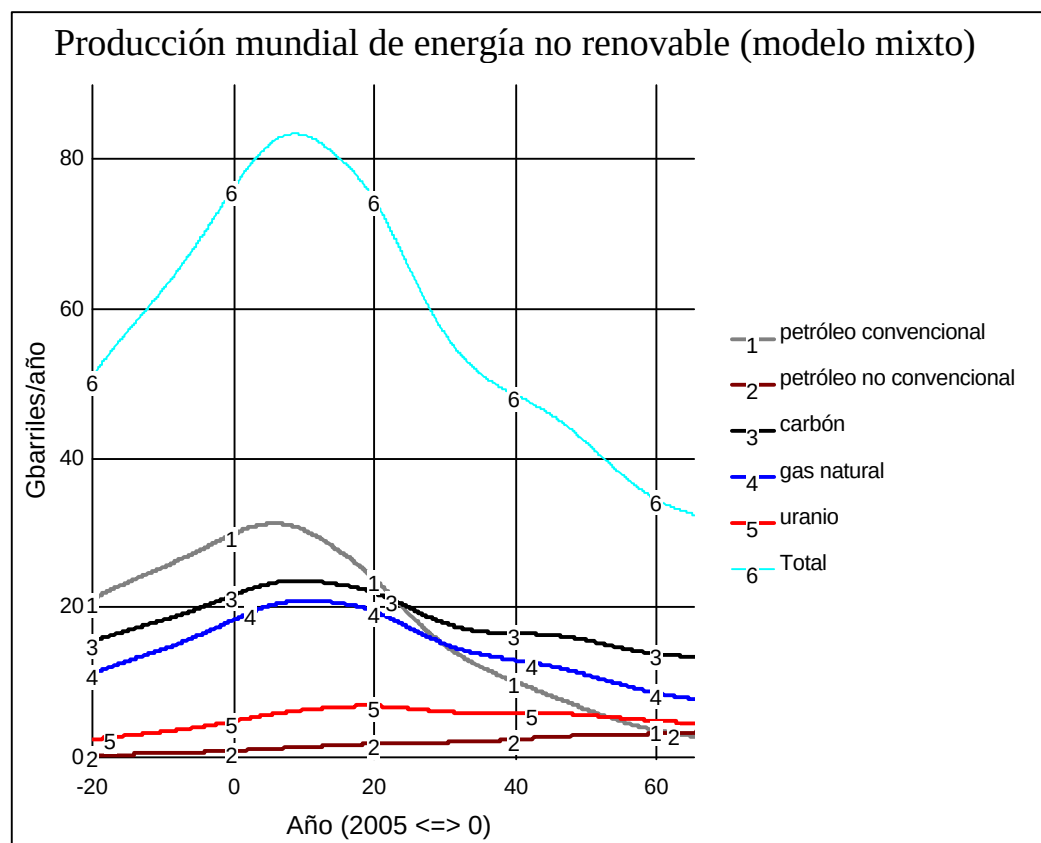


Figura 5.39. Producción mundial de energía no renovable (modelo mixto para la hipótesis Hirsch aplicando la ecuación 5.21)

Por último, si se supone que la dependencia de la economía es con la energía total no renovable, se desarrolla el modelo optimista. Para este modelo:

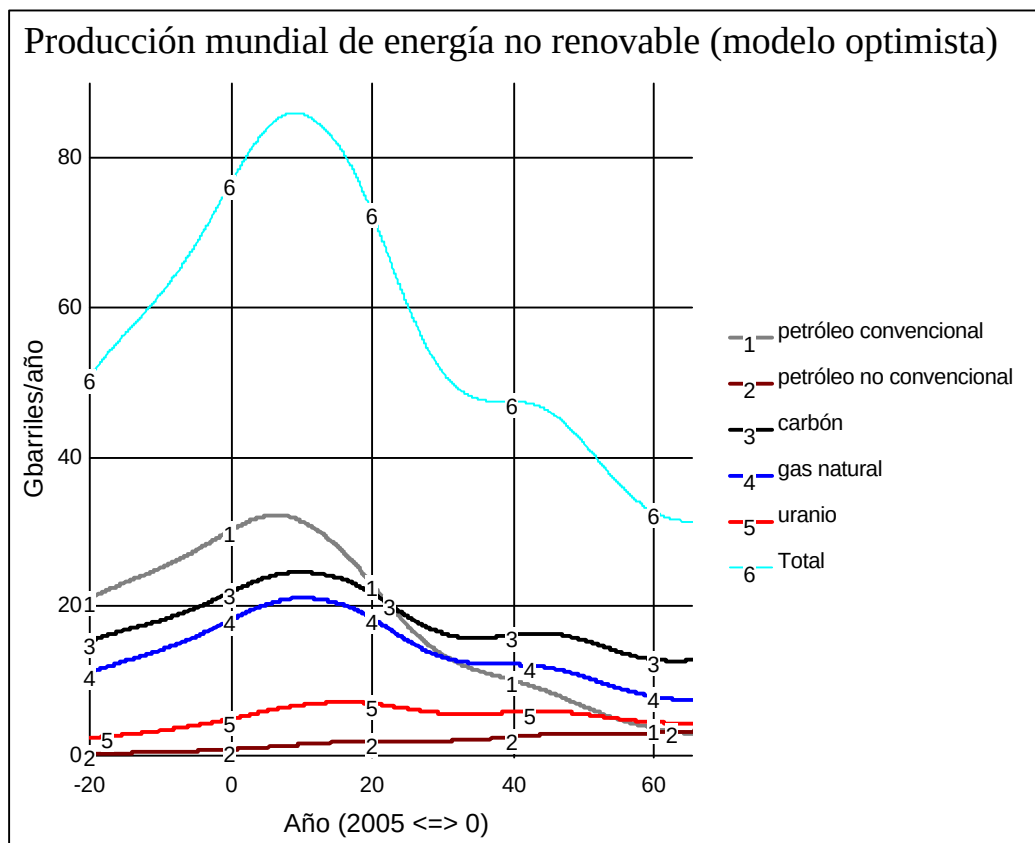


Figura 5.40. Producción mundial de energía no renovable (modelo optimista para la hipótesis Hirsch aplicando la ecuación 5.20)

En todos los casos, se llega a un pico de la producción total de energía no renovable entre los años 2010-2015. Lo que puede sorprender cuando se compara con los resultados de modelos no realimentados con la economía. La velocidad de descenso del petróleo convencional es suficientemente rápida como para que el resto de las energías no renovables pueda sustituirlo, de tal forma que se nota en la economía. Al descender ésta, la demanda del resto de energías o se estanca o crece muy lentamente, por lo que efectivamente la producción de energía total no renovable descende pocos años después del pico del petróleo convencional. Éste pues determina mucho, como advertía [Hirsch2005], en el sentido de que se necesita más de una década de

anticipación al pico del petróleo convencional, para habilitar programas de choque que impidan el pico en la economía:

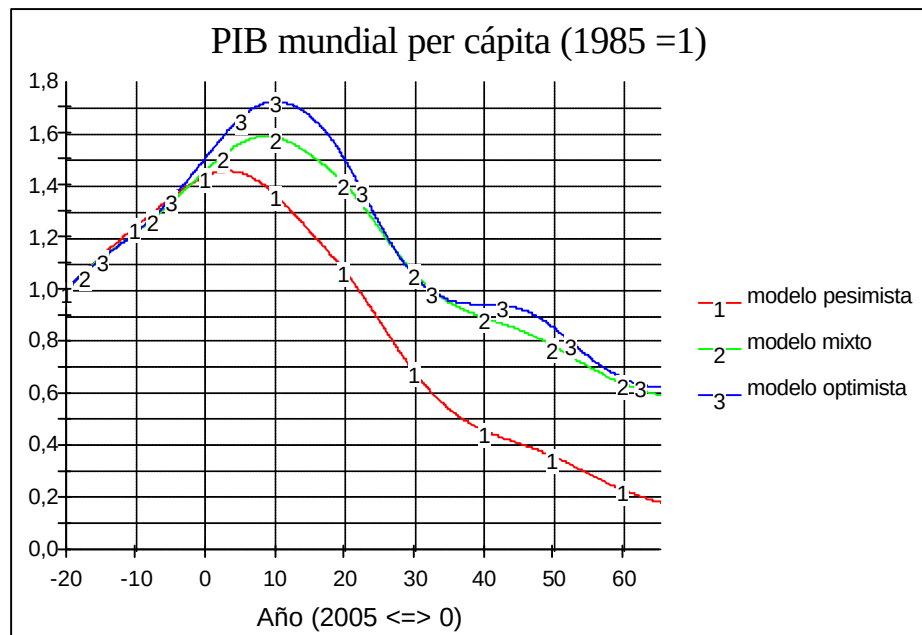


Figura 5.41. Evolución de la renta per cápita mundial en los tres escenarios contemplados.

En los modelos anteriores no se ha incorporado la hipótesis Meadows. Si se hace para los modelos optimista y mixto anteriores, las curvas de la producción total y del PIB per cápita se aproximan a las del modelo pesimista mostrado antes. Tampoco se ha incorporado la aceleración en la pérdida de energía para producir energía, que limitaría aún más la producción neta o útil para la economía.

Como se ha hecho otras veces, nuestro "futuro deseado" sería evitar que la renta per cápita mundial decrezca, así pues incorporamos un crecimiento exponencial en las energías renovables modernas.

5.4. Escenarios globales de energía

Los siguientes modelos incorporarán todas las energías, renovables y no renovables. Las energías renovables se dividirán en tres formas diferentes: energía hidroeléctrica, energía de la biomasa, y resto de las energías renovables (solar térmica, solar fotovoltaica, eólica, geotérmica, etc.). Para los escenarios que tratan de evitar el colapso económico y energético, se añadirá un tercer tipo de energía que denominaremos “fusión”, y que representará nuevas fuentes energéticas, renovables o no, que se usen en el futuro pero que en la actualidad no son técnicamente factibles. Estas podrían ser la fusión nuclear, la fisión nuclear a partir de reactores de IV generación, el aprovechamiento de las corrientes marinas, el diferencial térmico en los océanos, u otras.

Los modelos se proyectarán hasta el 2100 con objeto de poder analizar las emisiones de dióxido de carbono y compararlas con los escenarios del IPCC.

Para las energías no renovables se calcula la energía perdida siguiendo el esquema del diagrama 5.42 y las ecuaciones derivadas en 4.1.3.9, las constantes de las ecuaciones 4.7 y 4.8 se calculan a partir de los cálculos del epígrafe 4.1.3. Esta energía perdida se detrae de la extracción que se considera útil para la economía, es decir, que las gráficas incorporan niveles de producción de recursos no renovables útiles para la economía, pero no son los totales que se vendrían a extraer. Sin embargo, para el cálculo de las emisiones, sí se tienen en cuenta las asociadas a la energía perdida. Esta es la **hipótesis** que se ha denominado **TRE**.

Para las energías renovables se usarán nuevas hipótesis de crecimiento distintas a las utilizadas para los combustibles no renovables. Las hipótesis **Políticas alternativas** son:

Para la energía hidroeléctrica se extrapolará linealmente el crecimiento observado entre 1980 y el 2005. Esto daría una producción en 2100, 2,55 veces más alta que la de 2005. Para [Zerta2008], el potencial productivo de hidroelectricidad sería unas 5 veces la producción actual. Sin embargo, es

difícil que se explote todo el potencial en un mundo con escasez de agua para otros usos (Ver epígrafe 4.1.1), y el cambio climático puede cambiar los patrones de lluvias de forma importante.

Para la biomasa se supondrá que ésta crecerá al mismo ritmo que la población humana, es decir, que la utilización de biomasa per cápita permanecerá como la de 2005. De nuevo, el uso energético de la biomasa compite con otros usos, y el cambio climático también puede jugar un papel perjudicial para el crecimiento de esta energía.

En cuanto al resto de energías renovables, se tomará como referencia el crecimiento del conjunto de las mismas entre 1990 y 2005, que ha sido de alrededor del 7-7,5% anual. Al igual que se hizo con modelos de petróleo no convencional se explorarán distintas tasas de crecimiento para estas energías. Estas tasas de crecimiento se tomarán de tal forma que tiendan a decrecer paulatinamente hasta estancarse en lo que sería el potencial técnico de explotación máxima. Según [Zerta2008], este potencial sería de unos 115Gboe anuales incluida la hidroelectricidad. Si se tiene en cuenta que distintos factores pueden limitar⁸⁰ el potencial técnico, probablemente los modelos son optimistas para estas energías.

Por último, en algunos modelos se incorporarán otras energías con un crecimiento exponencial a partir del 2035 (energías “fusión”).

Los modelos van a incorporar las [hipótesis Hubbert](#), [ONU](#), [Ayres](#), [TRE](#), [Hirsch](#), a partir del modelo “mixto” para las energías no renovables (representado en la figura 5.42). Incorporarán también las energías renovables y otras ([hipótesis Políticas alternativas](#)), y se podrá calcular las emisiones de CO_{2e} ([hipótesis de emisiones](#)). Alguno incorporará una [hipótesis Meadows modificada](#) sobre las energías renovables.

⁸⁰ El potencial que se asigna al viento, por ejemplo, supondría capturar más del 0,5% de toda la energía contenida en el viento mundial. Esto provocaría que los propios molinos eólicos modificarían los patrones de viento (desviándose por rutas con menor resistencia), haciéndolos menos eficientes.

El diagrama general de los modelos es⁸¹:

⁸¹ Se representa un único recurso no renovable, para el resto se repite el mismo esquema y se añade a la producción total de energía (representados por el rombo marrón).

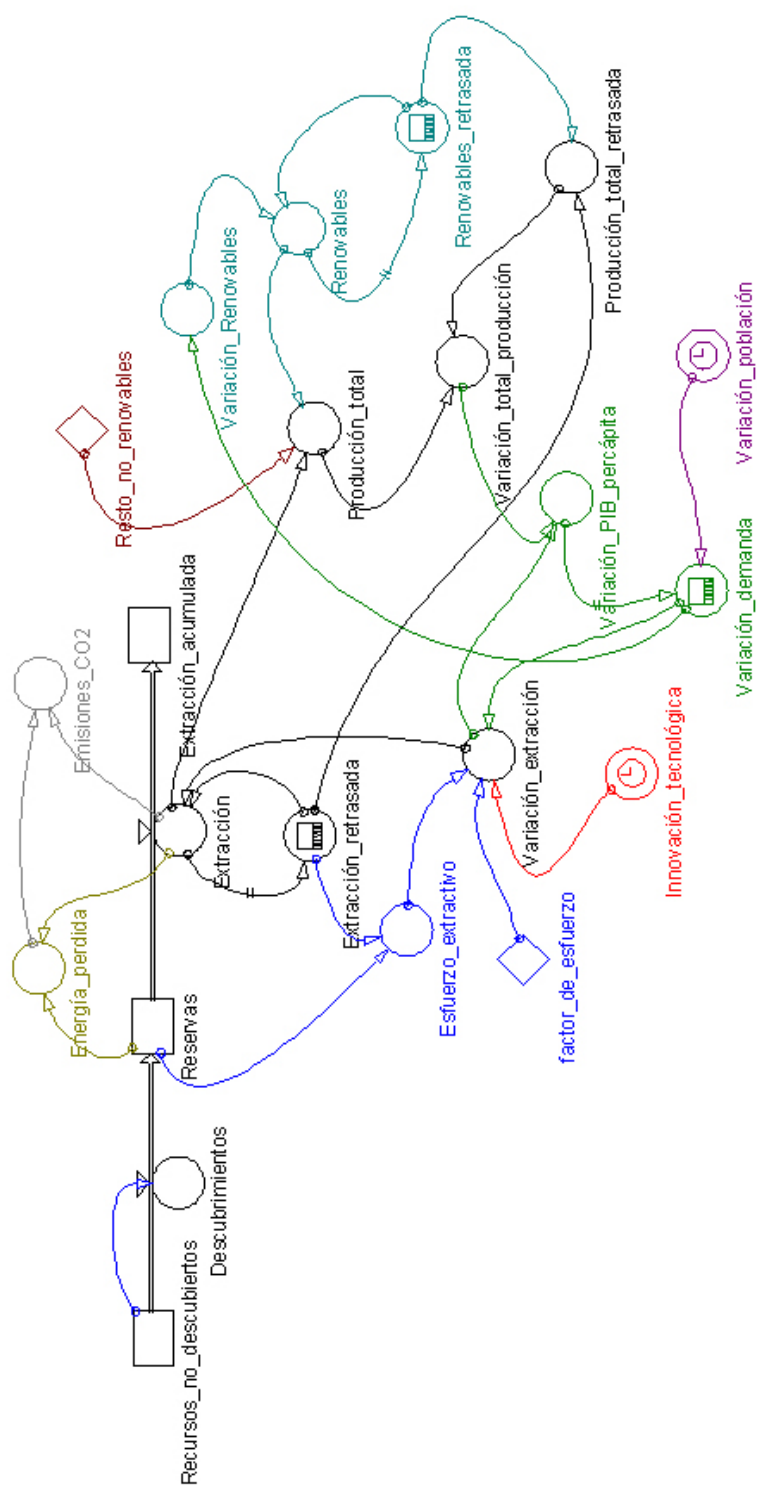


Figura 5.42. Diagrama de Forrester para la extracción de energía global, se representa con detalle la parte del petróleo convencional, el mismo esquema se repite para el resto de energías no renovables.

Se elaboran tres escenarios base.

Escenario I:

El crecimiento de las energías nuevas renovables, llamadas también “resto de renovables” (renovables salvo hidroeléctrica y biomasa) es del 7,5% anual, como el promedio de los últimos 20 años, hasta el año 2045, luego este crecimiento disminuye lenta y linealmente con el tiempo, de tal forma que llegan a su potencial técnico de 100Gboe/año en 2100 [Zerta2008].

$$\Delta P_R = IF(t < 40, 0.075, MAX(0, 0.075 - 0.0003 \cdot t)) \quad 5.22$$

Donde ΔP_R es la variación de las energías nuevas renovables.

Las energías “fusión” aparecen en 2025 con una producción de 0,06Gboe/año y luego crecen con una tasa del $(0.2 - 0.0019 \cdot t)$.

Escenario II:

El crecimiento de las energías nuevas renovables es muy elevado a partir del 2005, aproximándose asintóticamente al potencial técnico de 100Gboe/año en el 2070.

La ecuación que describe este crecimiento a partir de 2005 es:

$$\Delta P_R = IF(t < 0, 0.075, MAX(0, 0.18 - 0.00266 \cdot t)) \quad 5.23$$

El crecimiento de las energías fusión es el mismo que en el escenario I.

Escenario III:

Las energías renovables se ven influidas por el estancamiento y descenso de las no renovables a través de la recesión económica. Tanto la biomasa como la hidroelectricidad crecen ahora con la población y con el PIB per cápita:

$$\Delta P_H = 0.57 \cdot (\Delta P_{ob} + \Delta PIB_{cap}) \quad 5.24$$

$$\Delta P_B = 0.43 \cdot (\Delta P_{ob} + \Delta PIB_{cap}) \quad 5.25$$

Donde ΔP_H es la variación de la producción de energía hidroeléctrica, ΔP_B es la variación de la producción de energía proveniente de la biomasa, ΔPIB_{cap} es la variación de la renta per cápita y ΔP_{ob} es la variación de la población. Las constantes 0,57 y 0,43 se toman para que ajusten esas variaciones con los datos del periodo 1985-2005.

Para el “resto de renovables” se considera que son influidas por el PIB per cápita, de tal forma que:

$$\Delta P_H = 0.04 + (2 \cdot \Delta PIB_{cap}) \quad 5.26$$

De tal forma que aún sin crecimiento económico, crecerían a una tasa del 4% anual.

Se considera que la recesión económica impide el desarrollo de las energías “fusión”.

Para las energías no renovables se considera que la innovación tecnológica (hipótesis Ayres) también es influida por el PIB, concretamente:

$$IT = MIN(0.0009 \cdot (t + 20), 0.02) \cdot (0.8 + Ln(PIB_{cap})) \quad 5.27$$

A este conjunto de hipótesis (ecuaciones 5.24 a 5.27) se le denomina **hipótesis Meadows modificada**.

El resto de ecuaciones e hipótesis son las empleadas en los modelos anteriores y se encuentran en el Anexo.

Simulaciones de los escenarios son (ver Anexo: AAA15.sim):

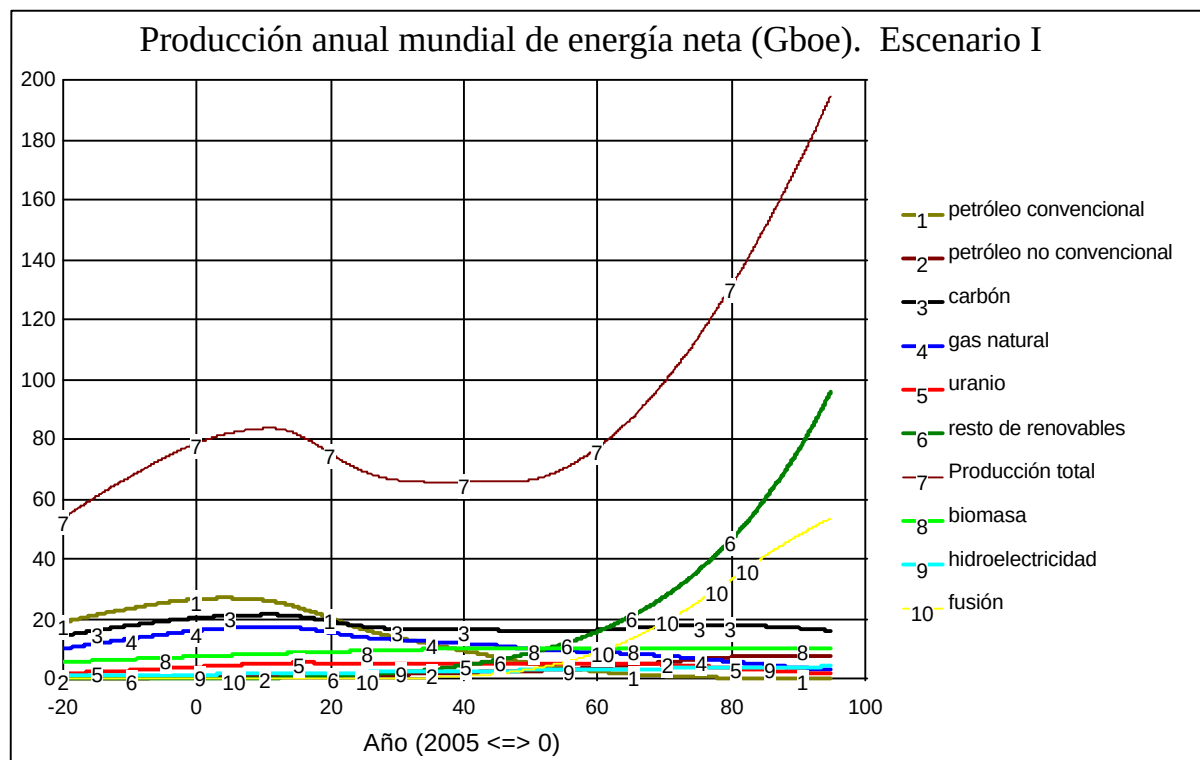


Figura 5.43. Producción mundial de energía neta (total menos la Ep, ver texto). Escenario I

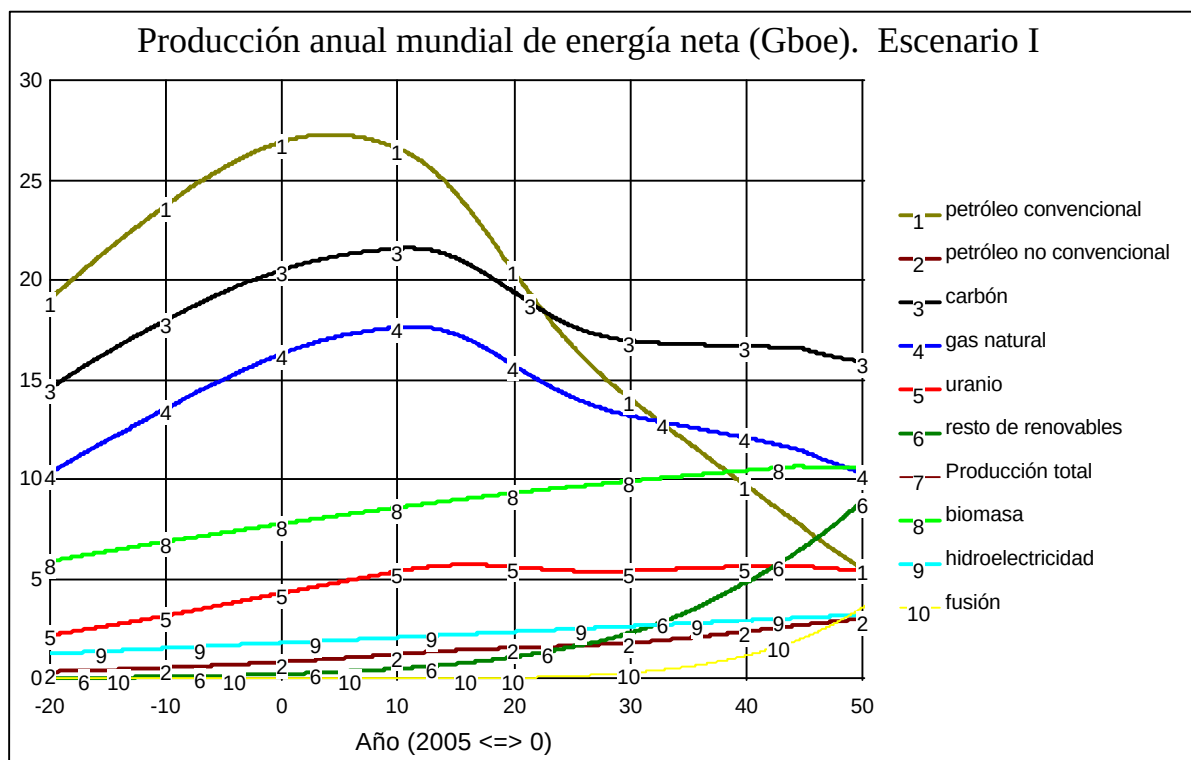


Figura 5.44. Detalle de la figura 5.43.

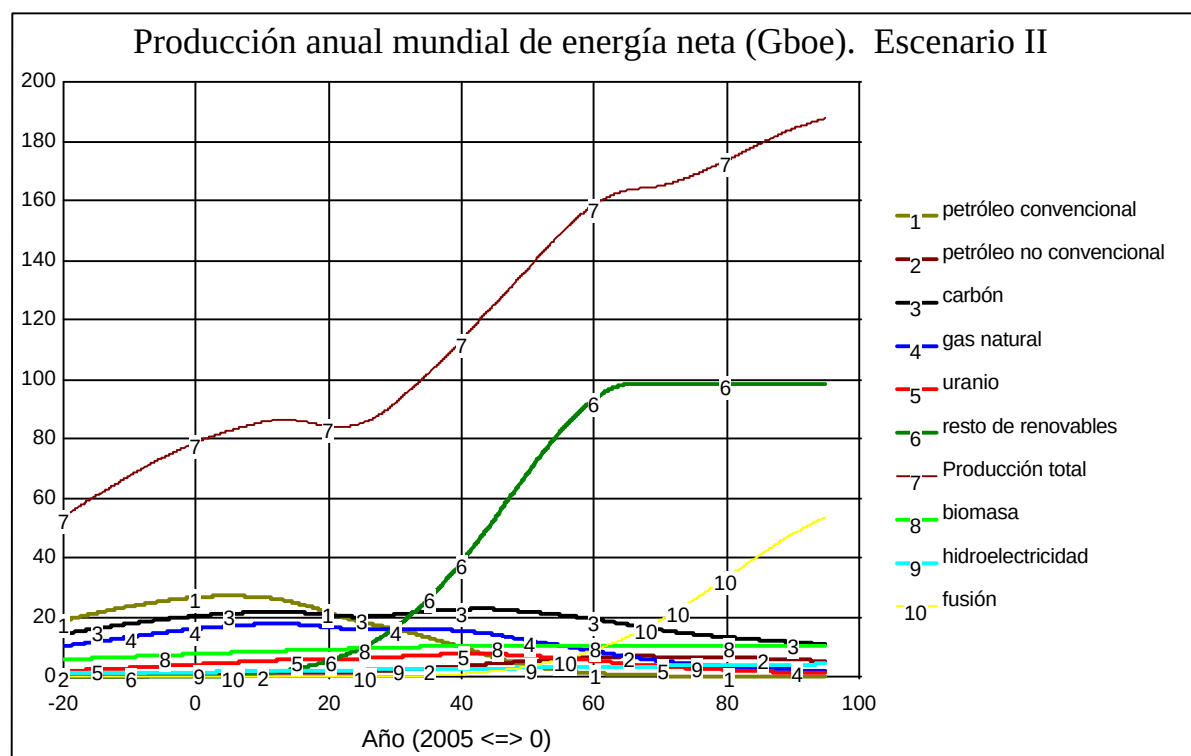


Figura 5.45. Producción mundial de energía neta (total menos la Ep, ver texto). Escenario II

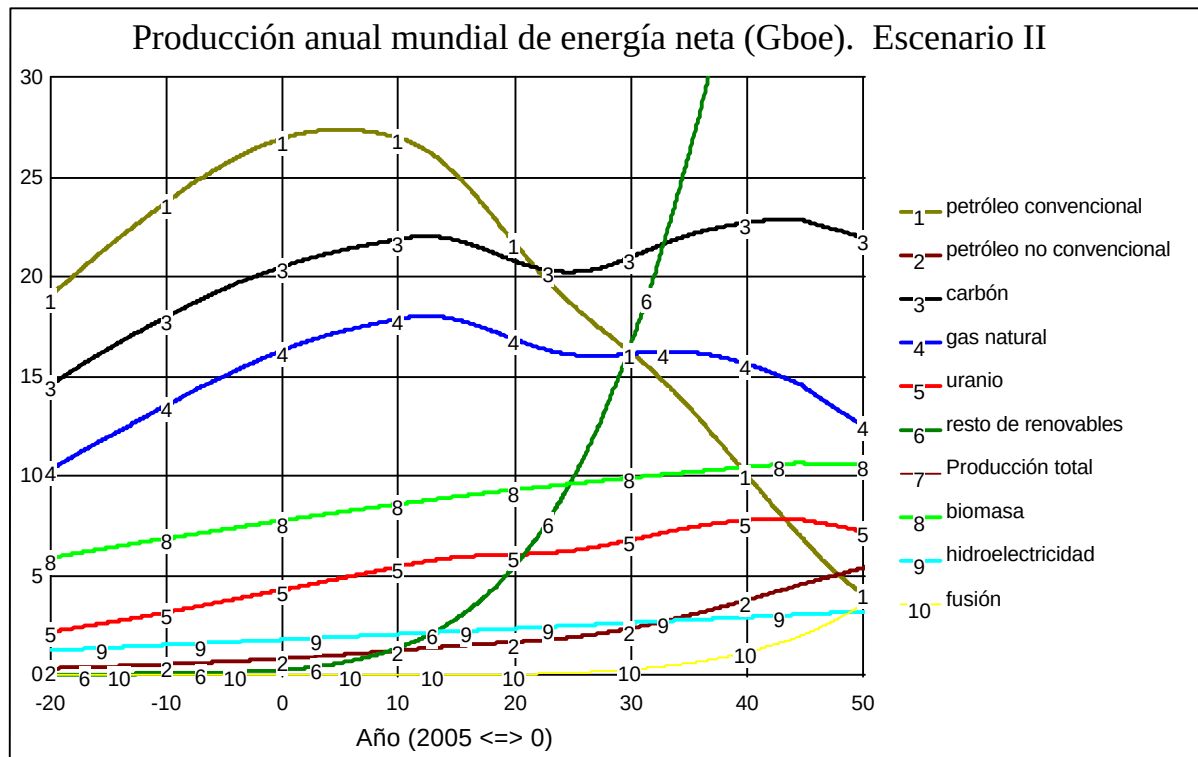


Figura 5.46. Detalle de la figura 5.45.

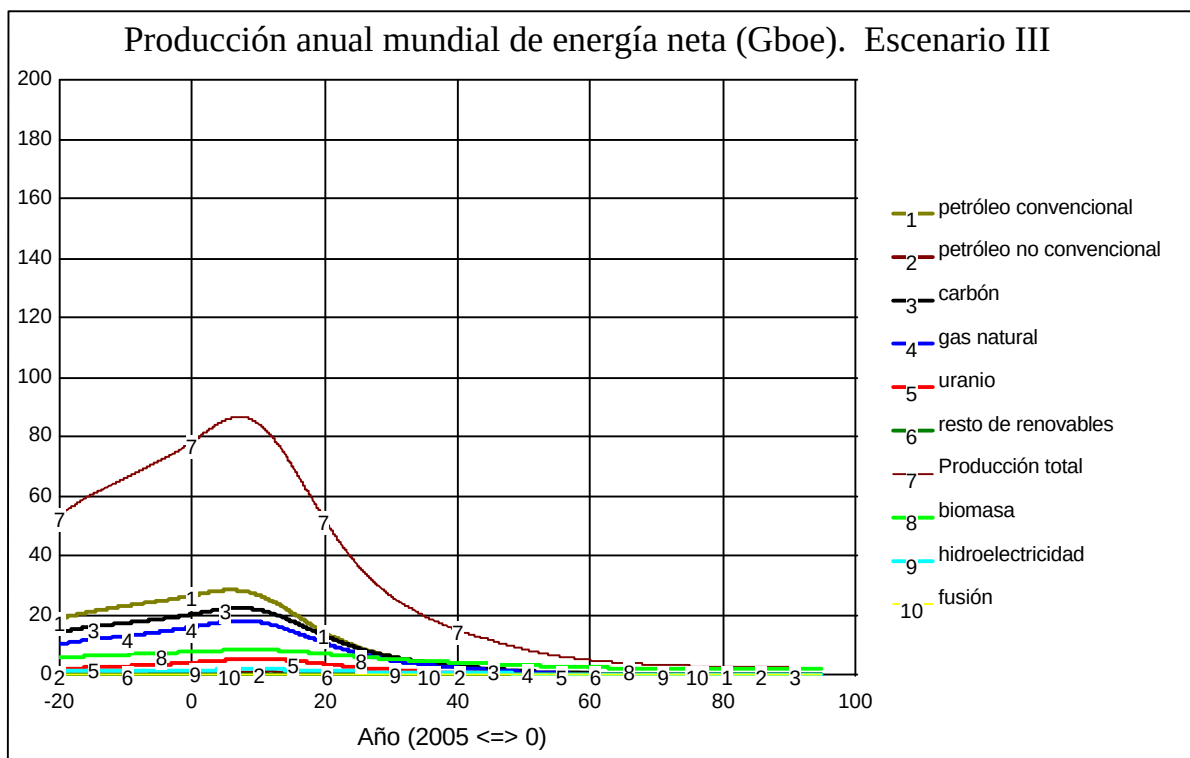


Figura 5.47. Producción mundial de energía neta (total menos la Ep, ver texto). Escenario III

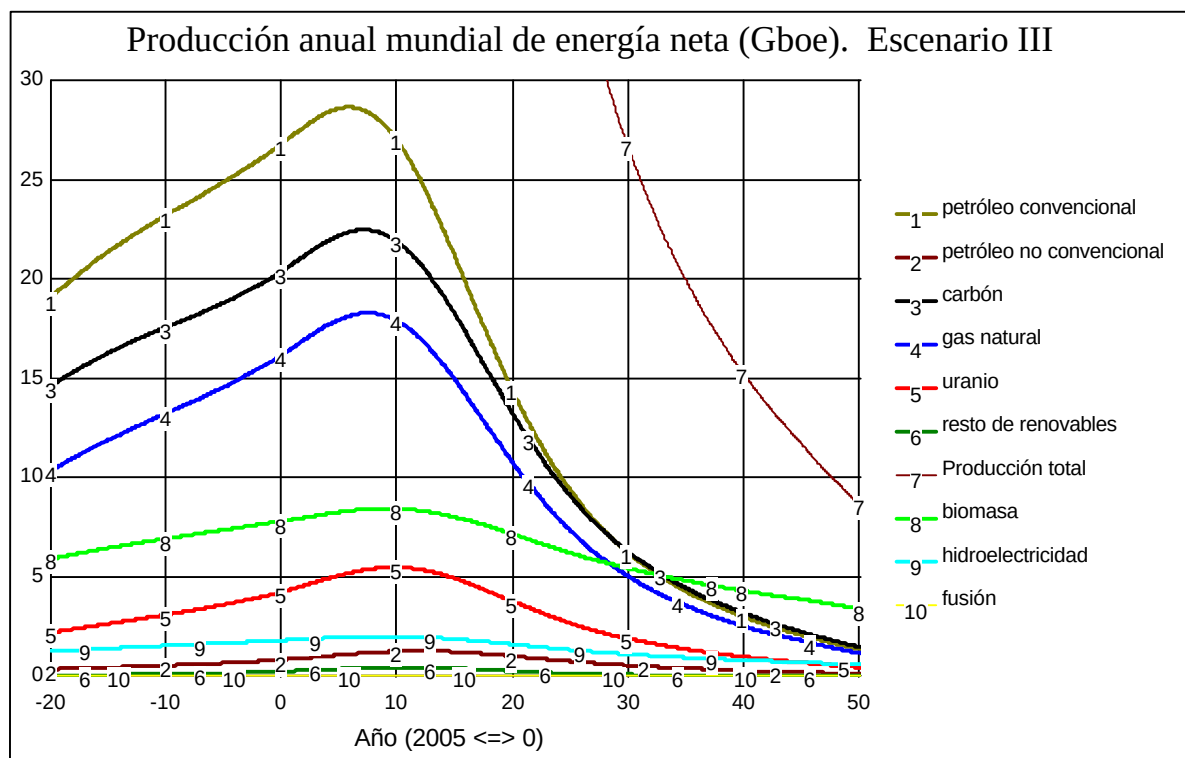


Figura 5.48. Detalle de la figura 5.47

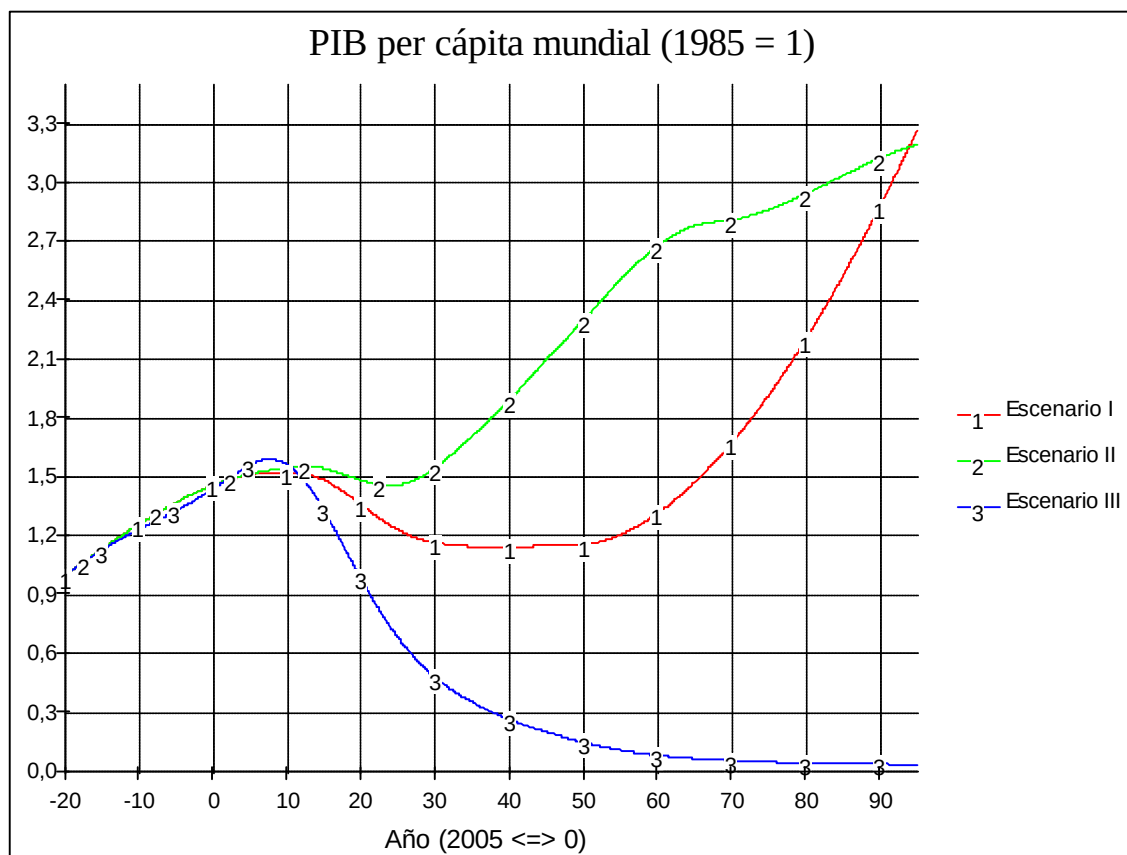


Figura 5.49. Evolución de la renta per cápita en tres escenarios (ver texto)

En las gráficas anteriores vemos comportamientos muy dispares a partir del año 2010. Aunque los escenarios I y III son los escenarios más extremos mostrados hasta ahora, se han encontrado modelos aún más catastróficos que el escenario III (curvas de descenso más rápidas y que comienzan el colapso antes incluso del 2010). El abanico es pues tan grande que se podría decir que el entorno al año 2010 se produce un punto de sensibilidad muy elevado dependiendo mucho de las hipótesis y parámetros que se empleen. Se hablaría de un punto de bifurcación a partir del cual el sistema es prácticamente impredecible. El comportamiento en cambio puede estar limitado (por ejemplo por las curvas verdes del escenario II anteriores) y frecuentemente suele exhibir oscilaciones (que se han encontrado en algunos modelos).

5.5. Escenarios de emisiones

Para cada uno de los escenarios de energía global se obtiene un escenario correspondiente a las emisiones de CO_{2e} asociadas y a partir de ellos las emisiones acumuladas de CO_{2e} a lo largo del siglo XXI.

Para este cálculo, se han tomado los cálculos del [IPCC1996] para el carbón, petróleo convencional y gas natural. Para el petróleo no convencional, se tienen en cuenta las correcciones que hacen [Farrell2007] y se toma un valor medio de un 25% mayor que las del petróleo convencional. Según el tipo de combustible: arenas, pizarras, petróleo pesado, GTL y CTL, se tienen emisiones de CO_{2e} en general mayores que las correspondientes a quemar un combustible procedente del petróleo convencional. Por ejemplo para las arenas bituminosas se puede emitir un 25% más de CO_{2e} por las emisiones asociadas de metano (cálculos a partir de [Farrell2007]). Para las pizarras el proceso industrial que obtiene el combustible líquido lleva a veces asociadas emisiones de CO₂ provenientes de la descomposición de minerales carbonatados, estas emisiones pueden más que duplicar las emisiones respecto al petróleo convencional. A su vez, las emisiones asociadas a la extracción,

producción y refino de las gasolinas provenientes de estos recursos son mayores que las del petróleo convencional, pero no las tenemos en cuenta aquí porque las asociamos a las emisiones debidas a la energía perdida (hipótesis TRE) que se tienen también en cuenta.

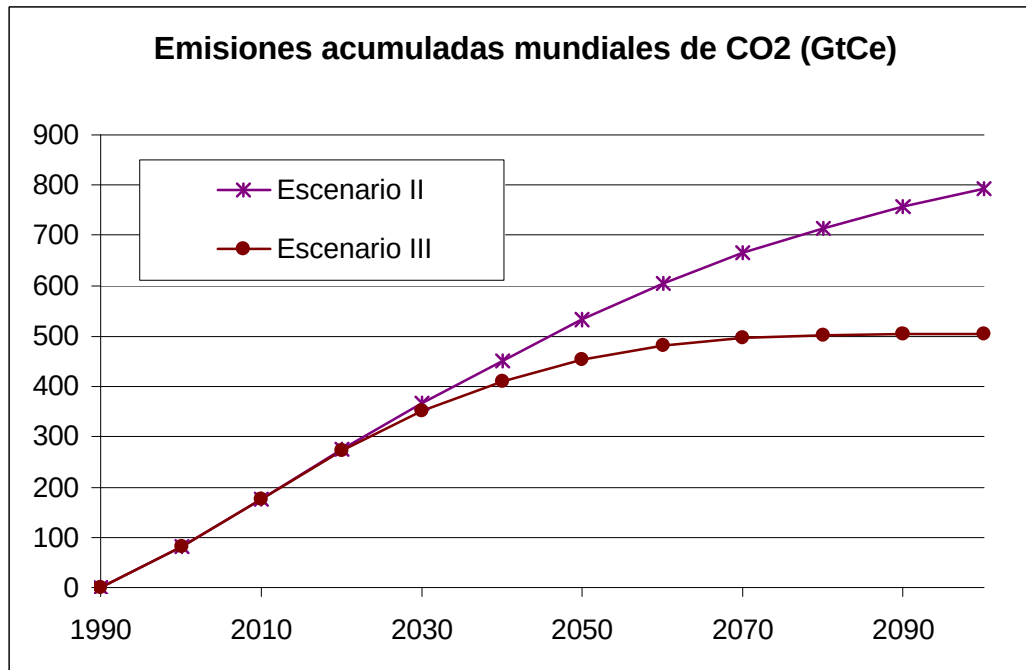


Figura 5.50. Emisiones mundiales acumuladas desde 1990 para los escenarios II y III.

Capítulo 6

Discusión de los resultados

6.1. Resultados y comparación con otros modelos y escenarios

Se compararán y discutirán los resultados encontrados aquí con los modelos y resultados de otros escenarios, principalmente con las proyecciones de [IPCC 2001, IEA 2006, WEO2006] y de [ASPO 2008] y/o EWG [2006, 2007].

Se dará preferencia para estas comparaciones a los modelos desarrollados relativos al conjunto de energías, ya que se consideran los más completos y amplios en diversidad de escenarios.

El escenario base de referencia será el Escenario II, que maneja la base de recursos de energías no renovables que se ha trabajado en esta tesis, y a la vez, es el escenario más optimista en cuanto a la emergencia de nuevas energías.

De los escenarios de [IPCC2001] (maneja 40 escenarios y cientos de simulaciones) se escogen dos escenarios de los extremos en cuanto a las emisiones acumuladas de CO₂, el A1G y el B1, ambos elaborados con Message [IIASA1998]. La inmensa mayoría de los demás escenarios de emisiones se encuentran entre ambos.

6.1.1. Producción de petróleo

La siguiente gráfica compara las proyecciones de distintos escenarios.

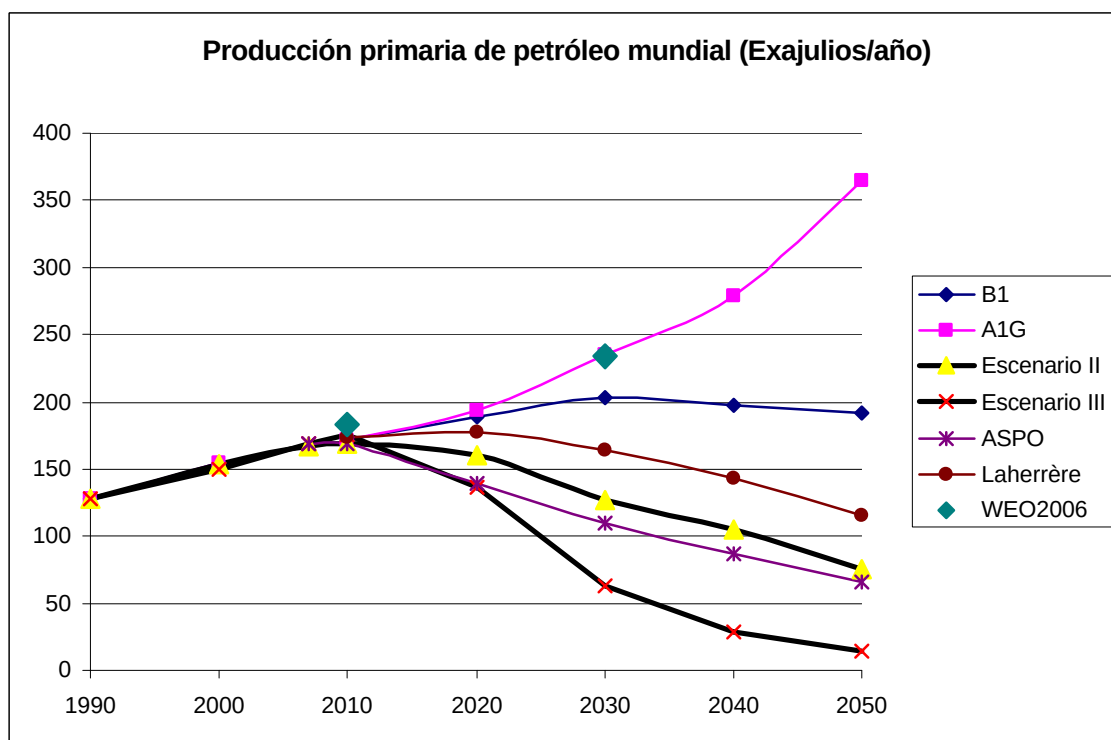


Figura 6.1. Comparación de la producción de petróleo de diferentes escenarios y modelos (ver texto)

En ella vemos que tanto el IPCC como el WEO se alejan mucho de las previsiones de ASPO y Laherrère y de las del Escenario II. Tanto ASPO como Laherrère como el Escenario II parten de una base similar de recursos de petróleo convencional. Si esta base de recursos calculada no está grandemente equivocada, sencillamente no habría posibilidad material para extraer la cantidad de petróleo convencional de los escenarios del IPCC o del escenario del WEO, incluso el escenario B1 requeriría una base de recursos de petróleo no convencional enorme a la vez que un crecimiento de su extracción irrealista a tenor de lo que se estudió en el capítulo 4.

Puesto que el Escenario II es el más optimista de los escenarios que manejan una base de recursos que se ha considerado realista aquí, el escenario ASPO podría considerársele también como un

escenario optimista que sólo se dará si la única restricción de la extracción de petróleo es la geológica.

6.1.2. Producción de gas natural

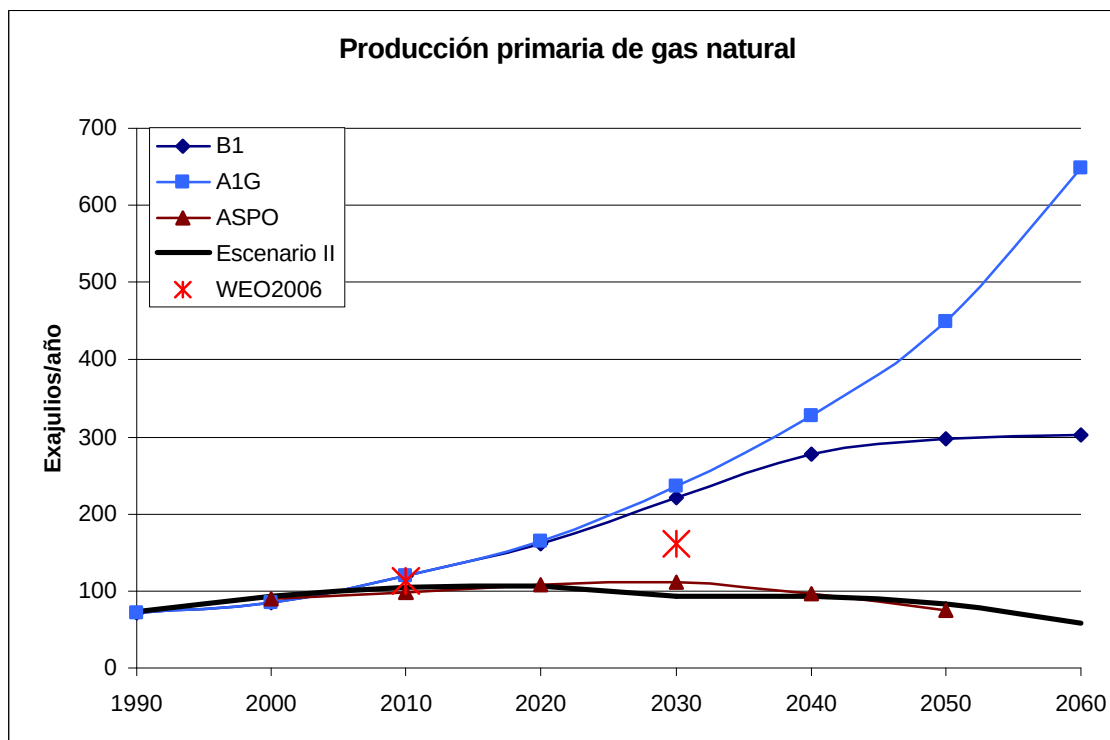


Figura 6.2. Comparación de la producción de gas natural de diferentes escenarios y modelos (ver texto)

Para el gas natural se observa un distanciamiento aún mayor entre los escenarios del IPCC y el WEO y los de ASPO y el escenario II. Incluso el escenario de ASPO arroja un pico para la producción del petróleo en la década del 2020, más de 10 años posterior al del escenario II, una vez más, no existe una base de recursos de gas natural suficiente para las proyecciones del IPCC.

6.1.3. Producción de carbón

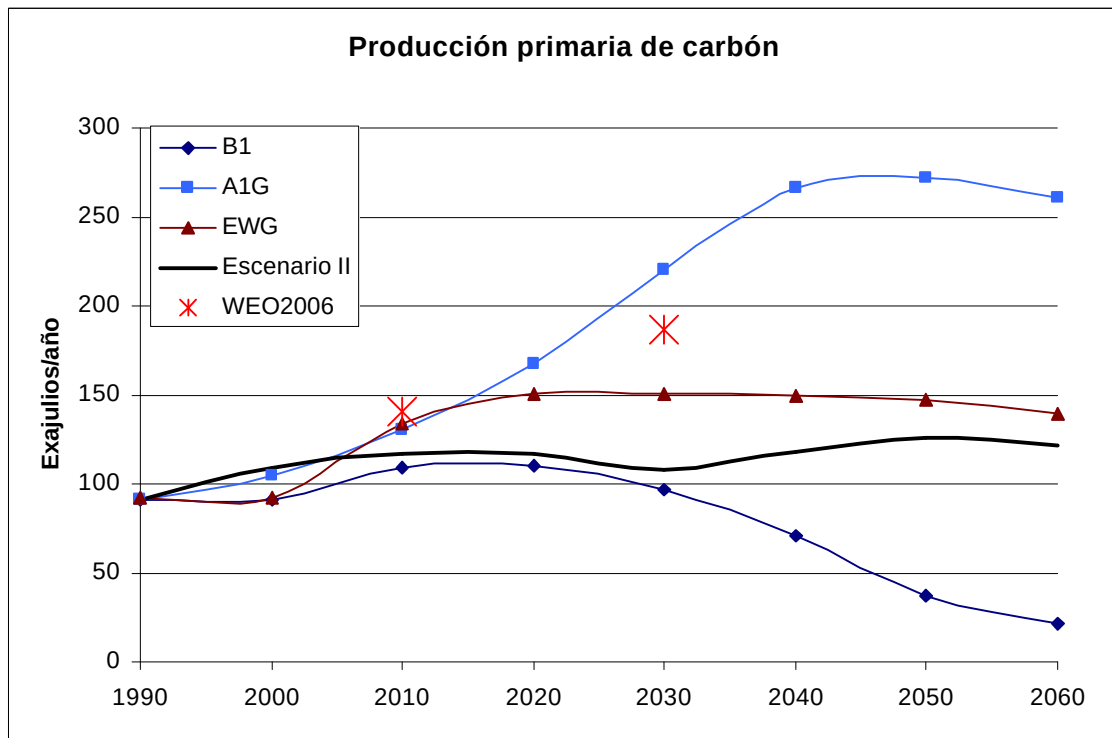


Figura 6.3. Comparación de la producción de carbón de diferentes escenarios y modelos (ver texto)

En el caso del carbón la base de recursos sí es suficiente para los escenarios medios y bajos del IPCC, en nuestro caso se observa un pico máximo de la extracción del carbón en la década del 2050. En ese tiempo, puede que medidas políticas arrastren hacia la baja la producción de carbón – al estilo del escenario B1 del IPCC-.

6.1.4. Producción de uranio

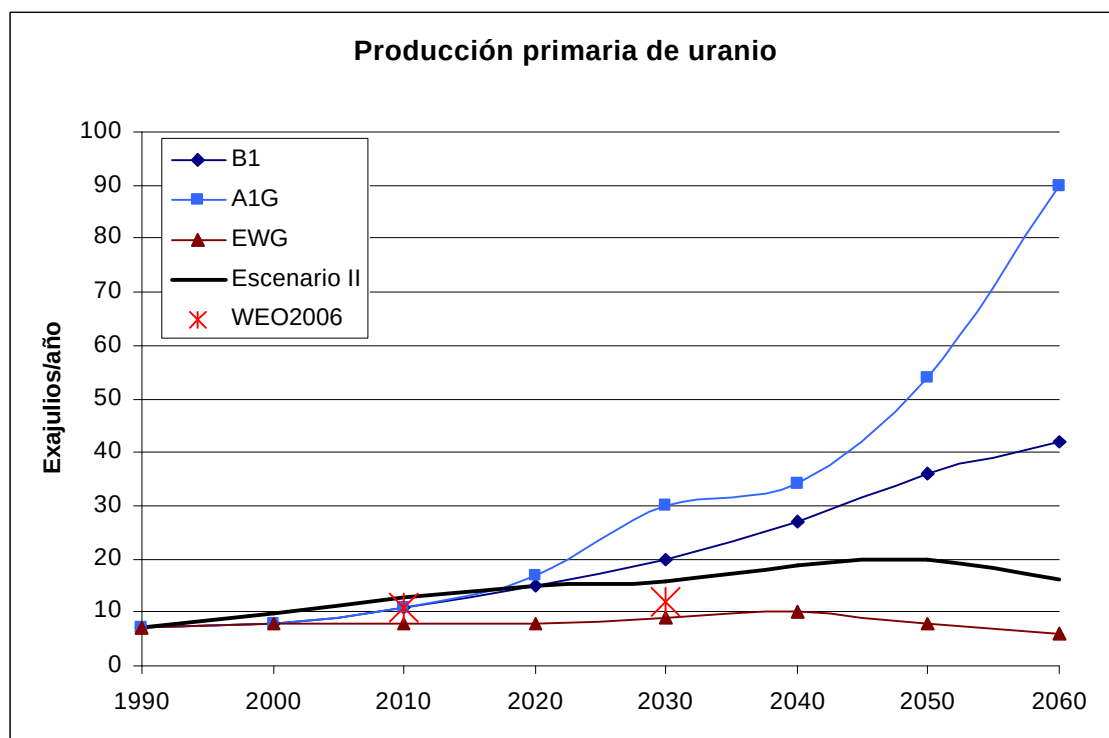


Figura 6.4. Comparación de la producción de uranio de diferentes escenarios y modelos (ver texto)

En el caso del uranio de nuevo nos encontramos con una base de recursos muy inferior a la que requerirían la mayoría de los escenarios del IPCC, en cambio, el escenario II proyecta un crecimiento hasta el 2015 mayor que los escenarios mostrados. Las proyecciones tanto del WEO como del EWG tienen en cuenta otros factores que aquí no se han considerado, como pueden ser las proyecciones en la instalación de nuevas centrales nucleares y el cierre de las más viejas, los costes económicos y políticos de las centrales nucleares, etc. Esto significa que la energía procedente del uranio, proyectada por el escenario II quizás sea incluso muy optimista y en ningún caso puede plantearse como substitutiva del gas natural o del carbón.

6.1.5. Producción primaria total de energía mundial:

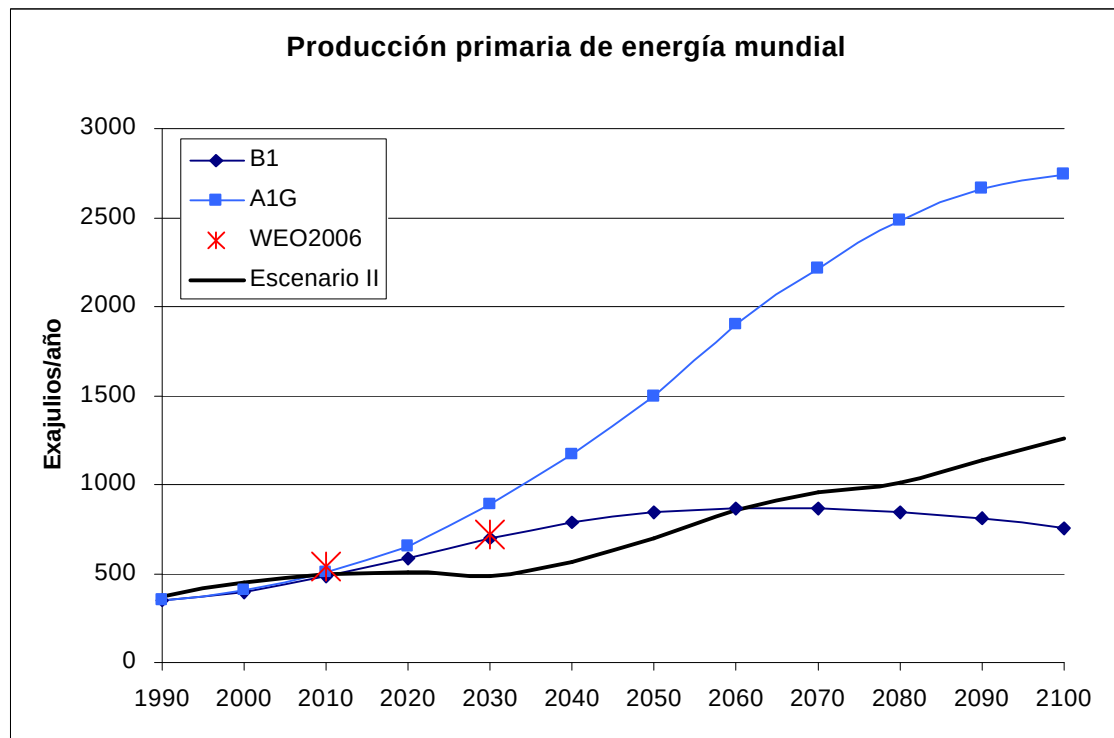


Figura 6.5. Comparación de la producción mundial de energía de diferentes escenarios y modelos (ver texto)

Vemos como el escenario II proyecta una producción energética muy inferior a la de los escenarios del WEO2006 y del IPCC a partir de la próxima década, llegando a ser inferior en más de un 50% para el año 2030. Sólo el elevado crecimiento de las energías renovables y de las energías “futuras” permite superar a partir del 2060 la producción de energía de los escenarios bajos del IPCC.

6.1.6 Emisiones de CO₂e

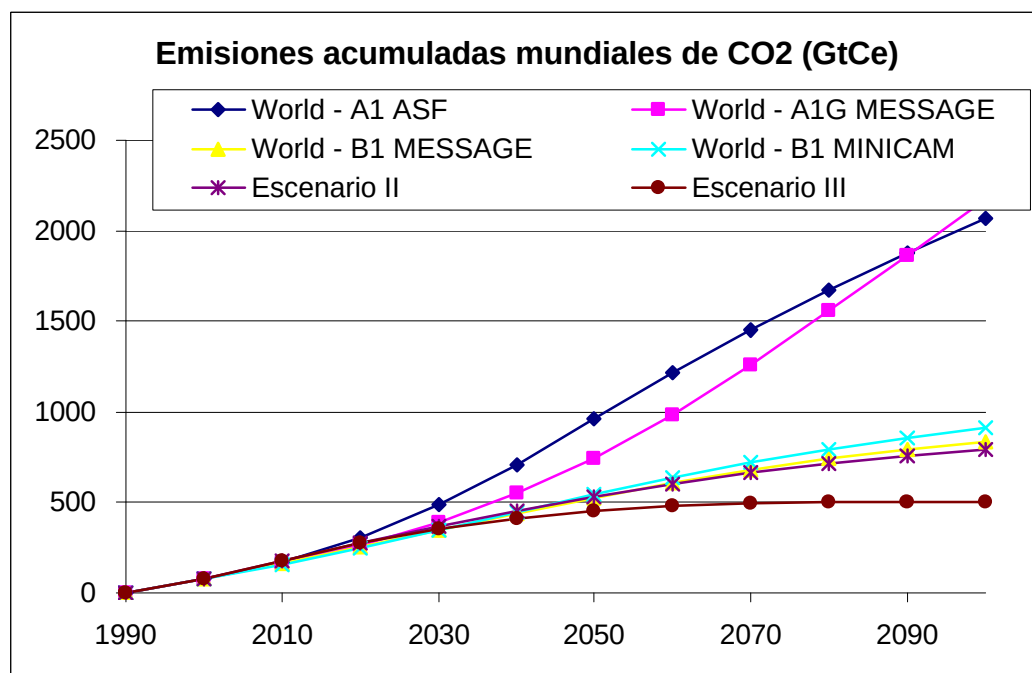


Figura 6.6. Se representan las emisiones de CO₂e de los escenarios II y III junto con las emisiones de CO₂ de cuatro escenarios del IPCC.

Se observa como las estimaciones del escenario II son similares a las predicciones más optimistas del IPCC. En el caso del IPCC se representan sólo las emisiones de CO₂ (no las de CO₂e) pero se incluyen las derivadas de la manufactura de cemento y otros procesos industriales. Entre 1990 y 2005 las emisiones de CO₂e y las de CO₂ del IPCC son muy similares con lo que se puede comparar ambas siempre con mucho cuidado y mejor comparando como orden de magnitud.

Vemos que a pesar de que el IPCC parte de una base de recursos no renovables exagerada, las emisiones del escenario II llegan a ser similares a las de los escenarios B1 del IPCC debido a que los modelos del escenario II usan más carbón que los escenarios B1 y en nuestros modelos se ha tenido en cuenta que las emisiones debidas a la producción de petróleo no convencional son mayores que las del petróleo convencional, cosa que no se tiene en cuenta en los escenarios del IPCC mostrados.

Por supuesto, el escenario II es el más optimista en cuanto a los resultados de la producción energética y de la economía mundial, si el mundo se comportara de forma análoga al escenario III, entonces el colapso energético-económico daría lugar a unas emisiones inferiores que generarían un cambio climático seguramente menos preocupante que el propio colapso económico.

Sin embargo, si para el escenario II el cambio climático fuese similar al que proyecta el IPCC para los escenarios B1 mostrados, se produciría ya una fuerte interferencia con el sistema climático con unas previsiones de incremento de temperatura en el entorno de los 2°C, de tal forma que el propio cambio climático podría realimentar fuertemente el sistema energético-económico. Convirtiendo de nuevo a los modelos del escenario II en optimistas.

6.1.7. Intensidad energética

Los modelos de nuestros escenarios permiten calcular la evolución de la intensidad energética (energía por unidad de PIB producida), y se puede comparar ésta con la evolución de la intensidad energética que utiliza el IPCC en sus previsiones.

Para el IIASA en sus escenarios MESSAGE para el IPCC utiliza un abanico de intensidades que se reflejan en el siguiente gráfico:

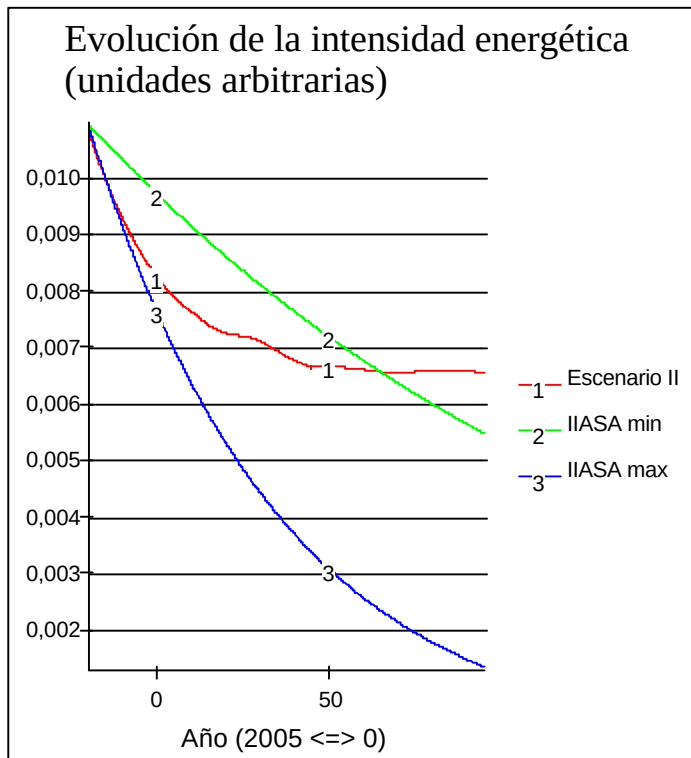


Figura 6.7. Evolución de la intensidad energética en el escenario II y comparación con las tasas de descenso máximas y mínimas del IIASA

En la gráfica se observa que la caída de la intensidad energética del escenario II comienza rápida para luego tender a estabilizarse. Las diferencias con los escenarios del IIASA son debidas a varios factores el más importante de ellos es que el crecimiento económico para el IIASA, incluso en los escenarios más bajos es superior al crecimiento que se da en el escenario II.

6.1.8. Tasa de retorno energética (TRE) del escenario II

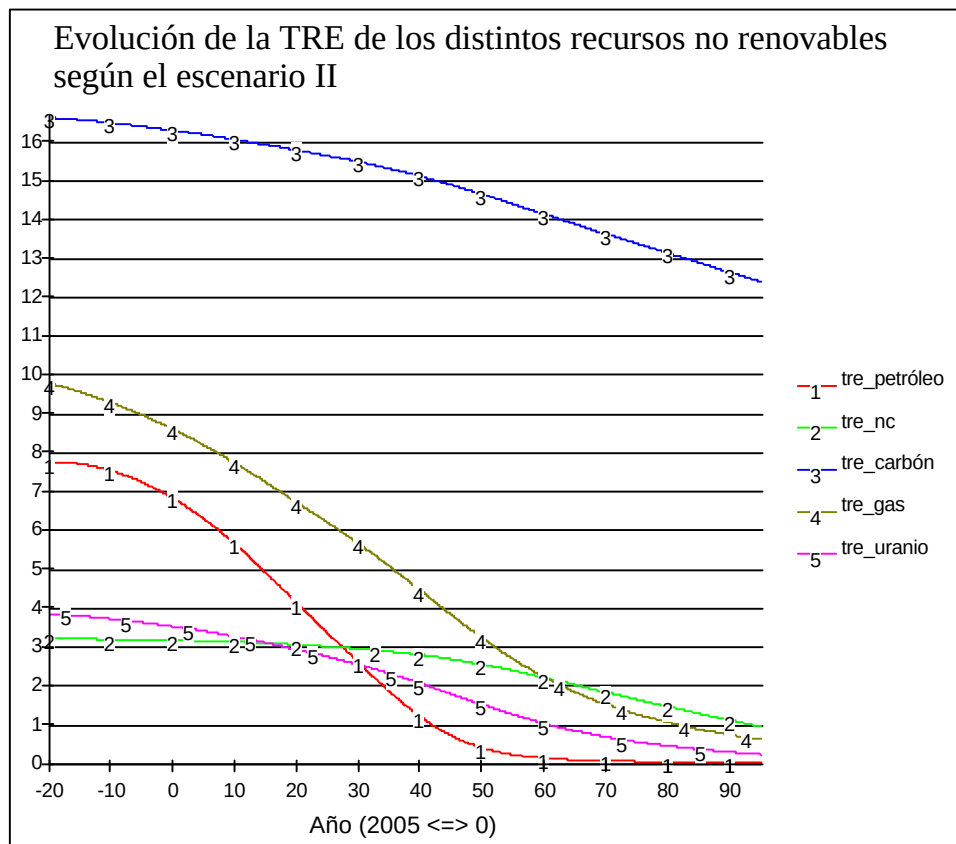


Figura 6.8. Evolución de las TRE de los distintos recursos energéticos para el escenario II.

Se observa cómo cae por debajo de 1 para el petróleo en la década de 2040, y a finales del siglo XXI todas estas fuentes energéticas, salvo el carbón, terminan con una TRE inferior a la unidad.

Esta evolución de las tasas de retorno son elevadas si las comparamos con las que se derivan de la discusión del epígrafe 4.1.3.

6.2. Críticas a otros modelos y escenarios

Si el petróleo convencional escasea inicialmente por motivos geológicos y no otros, entonces las relaciones de interacción con los otros sistemas (económico y social) se simplifican, a la vez que quedan fuertemente determinadas por este comportamiento, además, si los recursos aquí calculados son correctos, la mayoría de las agencias internacionales y organismos gubernamentales más importantes se están equivocando en sus previsiones y en sus escenarios que versan con todo o parte de los objetivos de esta tesis: analizar la interacción energía, economía, ecología.

Por ejemplo, los escenarios del IPCC [IPCC2007] sobre cambio climático para el siglo XXI parten conscientemente de variantes optimistas desde el punto de vista económico; por ejemplo, para el año 2050 el mundo será entre 3 y 9 veces más rico (en PIB mundial) que en 1990 según los 40 escenarios que contempla el [IPCC2001] y, como hemos visto también en el acceso de recursos energéticos fósiles. Como se ha comentado el IPCC no contempla restricciones al petróleo y al gas natural debidas a una posible escasez. Es lo que el IPCC denomina “neutralidad” de los escenarios, en los que de forma consciente se excluyen futuros catastróficos. Lo hacen así porque en escenarios catastróficos hay menos emisiones de gases invernadero y en cambio aparecen otros problemas más inmediatos. Además excluyen escenarios que contemplen “sorpresas” o políticas que conduzcan a abatimientos fuertes de las emisiones.

Los escenarios que contempla el IPCC tienen un propósito político: explorar las consecuencias sobre el clima y luego sobre el sistema humano de no abatir fuertemente las emisiones, a la vez que se huye de un discurso catastrofista. La idea es simple, se trata de ver un panorama futuro para la humanidad oscurecido por el cambio climático, con la idea de motivar a las fuerzas políticas y económicas para la acción mitigadora y adaptativa. Este esfuerzo, ha merecido la concesión del premio Nóbel de la Paz en 2007.

Otros estudios, proyecciones e informes de impacto mediático y prestigio internacional tienen parecidos objetivos políticos [Stern 2006, IIASA 2004].

Otros informes de relevancia se quedan más cortos a la hora de contemplar escenarios futuros: son aquellos que elaboran las agencias especializadas en energía, en los que se analizan principalmente las interacciones energía-economía y que se han citado muchas veces [WEC 2004, 2007, EIA 2004, 2007, EIA 2004, 2005, 2006, 2007]. En estos informes se proyectan escenarios de reservas y consumos de distintas fuentes energéticas y el cambio climático queda como tema secundario en la cola argumentativa.

Tres críticas fundamentales se pueden pues hacer a los escenarios que contempla el IPCC y el resto de agencias y organismos citados:

1º Los escenarios “neutrales” o los “business-as-usual” son probablemente poco realistas, porque las hipótesis de partida de los modelos hacen referencia al futuro consumo energético de los combustibles fósiles en base a que no existen problemas de limitación de acceso a los recursos; sin embargo se ha discutido aquí que su influencia puede ser muy importante en el presente y futuro inmediato.

2º Existe la posibilidad de escenarios catastrofistas en los que la economía mundial desciende y las emisiones de gases invernadero no tienen consecuencias despreciables (motivo por el que el IPCC las descartaba) sino que pueden encontrarse entre los valores típicos de los escenarios del IPCC y otros. Así pues, no es necesario eliminar esta posibilidad. De hecho los escenarios catastrofistas para algunos autores, son más probables (y/o numerosos) que ningún otro [Meadows 2002, Castro 2004, Castro 2007a, Castro 2008b].

3º La inmensa mayoría de los escenarios contemplados por aquellos organismos y agencias, aún reconociendo las interrelaciones entre energía-economía-ecología, no contemplan realimentaciones dinámicas entre esas tres esferas. Todos los escenarios del IPCC parten de un modelo económico y social previo en el que el cambio climático no se va realimentando (coevolucionando) con la economía, ni la escasez energética tampoco. Se habla de pérdidas económicas debidas al Cambio Climático, pero éstas no entran como “input” de la propia evolución económica; el Cambio Climático afecta a la economía, se reconoce, pero su efecto no influye luego en el consumo energético y consecuentemente en el grado de Cambio Climático alcanzado. En el lenguaje de dinámica de sistemas: los modelos contemplados son modelos de lazos abiertos, sin realimentaciones importantes.

Incluso los modelos que analizan con profundidad los recursos energéticos no renovables desde una perspectiva geológica y física [ASPO2008, EWG 2006, 2007, 2007b, Laherrère2005, Campbell 1998], y que encuentran escenarios de un pico y posterior descenso en la extracción de éstos, carecen de nuevo de la necesaria realimentación dinámica entre ese hecho y la economía y de nuevo de ésta sobre el uso de estos u otros recursos energéticos. En definitiva, son modelos en los que se utilizan las variables geológicas como “si todo lo demás permaneciera constante”, pero dado que los autores de estos modelos advierten de que las consecuencias de ese comportamiento de los recursos son muy importantes sobre la economía [Hirsch 2005, 2008], implícitamente están reconociendo que “no todo lo demás va a permanecer constante”.

6.3. Autocríticas

6.3.1. Población

La población es una variable ad hoc en los modelos. Se tomó un crecimiento poblacional siguiendo un ajuste exponencial a la tendencia de ese incremento de población de las últimas décadas. Esto da una población hasta el 2050 de casi 9000 millones de habitantes. Las proyecciones de las Naciones Unidas suelen ser la referencia utilizada por casi todos los estudios que trabajan con escenarios en los que la población juega un papel. [UN2007] da como variante media una población de 9191 millones de habitantes para el año 2050, con lo que nuestros modelos incorporan una evolución en la población muy cercana a las proyecciones medias de las Naciones Unidas. Las proyecciones baja y alta en [UN2007] para el 2050 son de 7792 y 10756 millones respectivamente. El método que utilizan las Naciones Unidas para hacer estas proyecciones es extraordinariamente sencillo, se parte de unas hipótesis para las tasas de fecundidad y de mortalidad. Para la proyección media se presupone una tendencia universal a llegar a una fecundidad de 1,85 hijos por mujer (medio punto arriba o abajo para las proyecciones alta y baja respectivamente). La mortalidad “normal” se basa en una extrapolación de la evolución reciente de la esperanza de vida en cada país. Es decir, no existen ningún tipo de realimentaciones por parte de la economía, las guerras, el acceso a recursos naturales y alimentos, etc.

En nuestros modelos, esta variable influye positivamente sobre la demanda de energías: más población, más demanda. Lo que significa una tendencia a aumentar la extracción de energía con el aumento de la población. En nuestros modelos la población no se ve influida por el resto de las variables. Aunque puede parecer obvio que la población se verá influida por la cantidad de energía

disponible y por la marcha económica mundial, no es nada sencillo tratar de modelar esta influencia; por varias razones.

1º Porque no es obvio cual es la influencia a corto, medio y largo plazo de la energía o de la marcha de la economía sobre la población, ni siquiera en cuanto a su signo. En principio un aumento del bienestar económico puede generar un decrecimiento o ralentización del crecimiento de la población, tal y como se presupone por ejemplo en el trabajo y modelos de los Meadows [Meadows1992]. Y a la inversa, un decrecimiento económico podría estimular el crecimiento de la población; por ejemplo, en [Meadows1992], a partir de menos producción industrial dedicada a insumos agrícolas o a sanidad podría aumentar la tasa de mortalidad, pero también puede aumentar la tasa de fecundidad si los accesos a una planificación familiar adecuada retroceden porque no se destina dinero a sectores clave como la educación de las mujeres. Sin embargo, si existen y persisten crisis económicas, la relación puede cambiar de signo, por ejemplo, si las crisis económicas conducen a crisis alimentarias o a guerras. En nuestros modelos más optimistas, la influencia del resto de las variables sobre la población no sería tan elevada como podemos suponer que la habría en los modelos más pesimistas ya que en éstos últimos modelos, tiende a haber un colapso económico y energético que modificaría profundamente las hipótesis en que se fundamentan las proyecciones estándar de crecimiento de la población.

2º La población tiene una inercia relativamente importante, de tal forma que para que se realimente positiva o negativamente la economía sobre la población, deben pasar algunos años, quizás algunas décadas. En los modelos estándar de los Límites al Crecimiento [Meadows1992, 2002], el descenso de la población comienza un par de décadas después del descenso en la producción industrial, esto significa que aunque su influencia pueda ser muy importante a medio y largo plazo,

esta influencia es menor en los primeros años después del comienzo de las crisis energética y económica, que son las variables en las que más nos hemos centrado.

En cualquier caso, podemos integrar de forma sencilla en nuestros modelos un descenso brusco de la población, por ejemplo, pensando en una catástrofe humanitaria causada por hambres, guerras o cualquier otro factor que queramos imaginar. Si la población descendiera en cinco años en 900 millones de habitantes (modelo "pob"), los efectos serían negativos sobre la disponibilidad energética mundial y sobre la renta económica mundial, profundizando la crisis o colapso económicos.

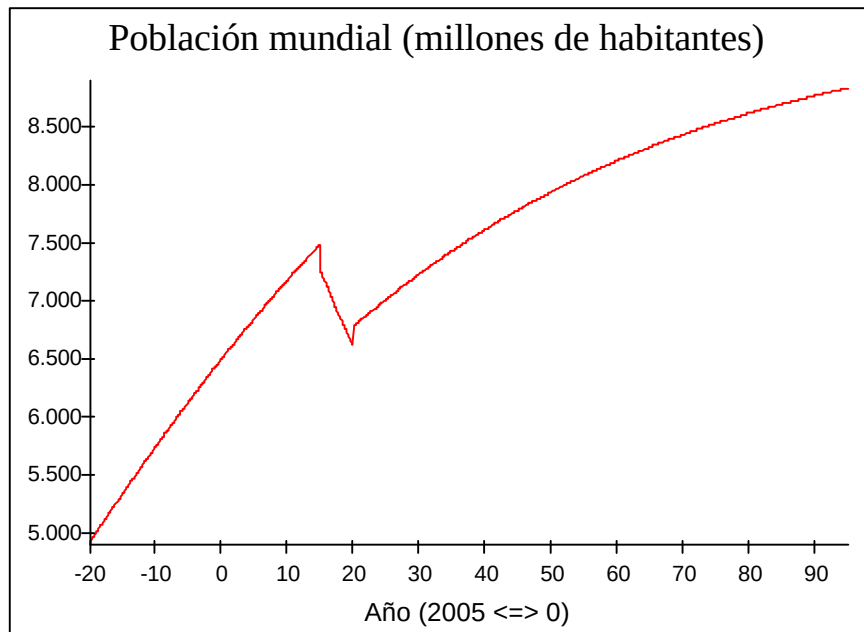


Figura 6.9. Se simula un descenso brusco de la población mundial entre 2020 y 2025

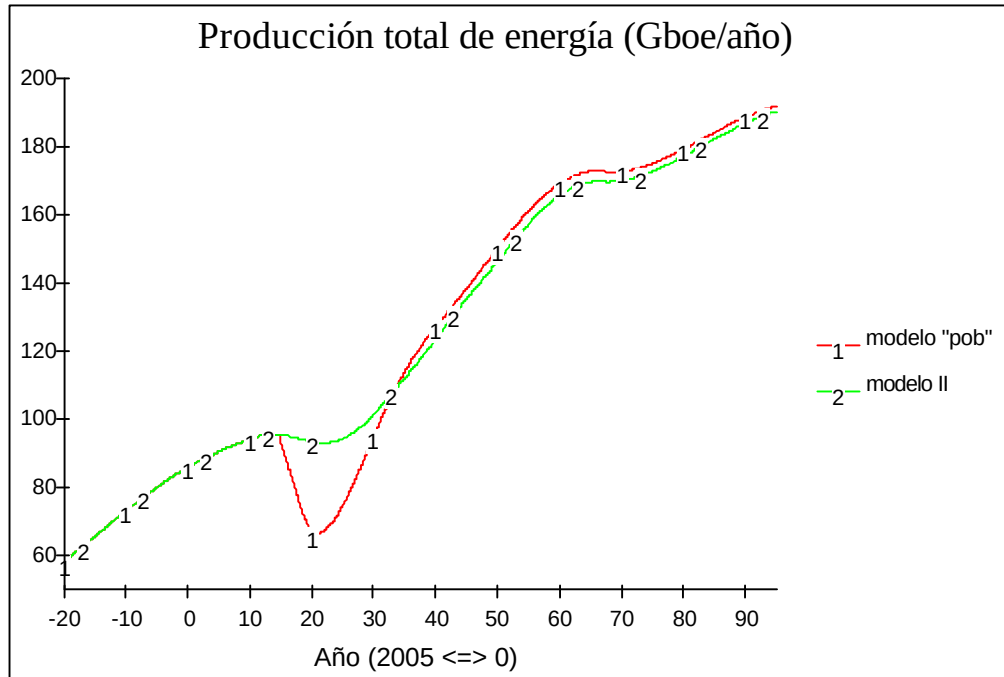


Figura 6.10. Producción total de energía en el escenario II (modelo II) y en este escenario cuando se simula un descenso de la población mundial como en la figura 6.9 (modelo "pob").

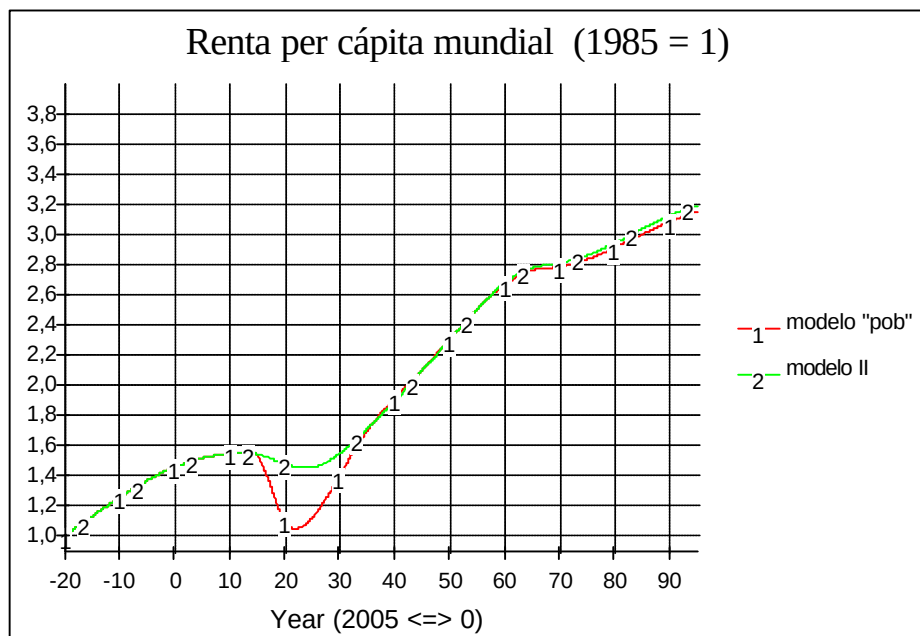


Figura 6.11. Renta per cápita en el escenario II (modelo II) y en este escenario cuando se simula un descenso de la población mundial como en la figura 6.9 (modelo "pob").

Es decir, que el no haber integrado realimentaciones positivas sobre la población, supone posiblemente que nuestros modelos una vez más tienden a ser optimistas. Si la población en cambio aumentara más rápidamente que las proyecciones de las Naciones Unidas medias, entonces esto estimularía inicialmente la extracción de recursos energéticos, pero llevaría a un descenso más acusado posterior de los recursos no renovables. Además, un aumento mayor de la población generaría a su vez un aumento mayor de la presión sobre otras variables, como uso de suelos (agricultura, urbanización etc., ver epígrafe 4.1.1.d), llevando al sistema global más rápidamente a aproximarse a otros límites.

6.3.2. Desagregación de variables:

Desagregación regional:

Casi todos los modelos que se han realizado en este trabajo son mundiales, de forma que se consideran la mayoría de las variables muy agregadas: extracción mundial de petróleo, innovación tecnológica en la obtención de energía global, renta per cápita mundial, etc. Pero aunque el mundo ha seguido un proceso de globalización, no funciona como un todo agregado. Las disparidades entre países y regiones son obvias en cuanto a renta per cápita, consumos y producción energética, desarrollo tecnológico, etc. Esto puede hacer incluso que parezca de poco valor variables como renta per cápita mundial, pues en un mundo tan desigual, el valor medio aporta en sí mismo poca información. Más sentido puede tener en cambio, ese valor, si lo comparamos consigo mismo en su evolución temporal. La agregación en una media es inevitable con cualquier variable y en sentido estricto nunca va a aportar por sí misma toda la información. Si la renta per cápita mundial carece

de valor, entonces también carecería de él la renta per cápita por países, dado que dentro de cada país las desigualdades siguen siendo enormes. Por supuesto, cuanto más desagregada se tenga una variable, más información podrá aportar.

En este trabajo el esfuerzo de desagregación se ha hecho sobre la variable que se ha creído y razonado que tiene y va a tener una influencia mayor sobre la marcha futura del mundo: el consumo y producción de energía. De ahí que se haya desagregado en las distintas fuentes de recursos energéticos (petróleo, uranio, carbón...) y que incluso los combustibles líquidos se hayan desagregado en dos tipos en los modelos (convencional y no convencional) y se haya desgranado para los combustibles líquidos no convencionales la discusión sobre las posibles fuentes.

En realidad no se puede saber lo que va a pasar, sin embargo, lo que se intuye y puede razonar, es que la mayoría de las variables, al desagregarlas, proporcionan más tensión al sistema y menos motivos para el optimismo.

Una posible desagregación regional que puede parecer pertinente, sería dividir el mundo en países exportadores e importadores netos de petróleo (o energía). Aunque esto englobaría juntos a Iraq, Venezuela, Canadá, Noruega, Arabia Saudí y Rusia como países exportadores y a Estados Unidos, España, Cuba, Japón, Haití e Indonesia⁸² como países importadores, esta desagregación en un mundo con la dependencia actual de petróleo aportaría a los modelos una información interesante, pues si los precios del petróleo se disparan, habrá un flujo de dinero de un grupo hacia el otro, que en unos provoque un crecimiento económico rápido y en otros un desequilibrio en su balanza comercial.

Esta desagregación generaría quizás nuevas variables interesantes que en nuestros modelos no se pueden incorporar, como la cantidad de exportación de petróleo y el pico de las exportaciones del petróleo. Sin duda, dado que los países más ricos del mundo y más de las $\frac{3}{4}$ partes del PIB mundial lo generan países importadores netos de petróleo, el pico de las exportaciones del petróleo puede

⁸² Indonesia pasó recientemente de ser un país exportador a importador neto de petróleo, aún sigue perteneciendo a la OPEP en 2008.

tener incluso mayor importancia que el pico absoluto de la producción del petróleo para realimentarse con la economía de estos países y con la mundial. Sin embargo, el pico en las exportaciones de petróleo y su posterior descenso puede ocurrir antes y a mayor ritmo que el pico en la producción global de petróleo y su descenso. La razón es clara, los países exportadores de petróleo han seguido un proceso en las últimas décadas de nacionalización de las empresas extractivas, de tal forma que no necesariamente tienen un estímulo de vender a la mejor oferta sino que están apareciendo reglas de juego muy alejadas de lo que dictaría el libre mercado (por ejemplo Venezuela vende el petróleo a Cuba más barato que a Estados Unidos) y el consumo interno se puede priorizar frente a la exportación. Así, el crecimiento en el consumo interno de petróleo de muchos países exportadores de petróleo es mayor que el incremento de sus exportaciones, de tal forma que países que hoy son exportadores de petróleo tenderán a pasar a ser importadores netos. El caso reciente de Indonesia es sólo un ejemplo. El efecto neto de todo ello es que el pico de las exportaciones es anterior al de la producción, y según algunos autores de hecho ya se ha sobrepasado [Sousa2008]. Algunos modelos [Sousa2008] prevén que la OPEP pase de controlar el 61% del petróleo que se exportaba en 2007 al 72% de lo que se exporte en 2020, siendo además este montante menor.

La escalada de los precios de 2003-2007 y primera mitad de 2008 ha hecho que se transfiriera una cantidad de dinero enorme a los países de la OPEP (en 2008 se calcula una transferencia de casi 1000 billones de dólares, más del 2% del PIB mundial), los cuales han visto a su vez crecimientos económicos importantes que han hecho aumentar su demanda interna de petróleo [EIA2008b]⁸³.

En los modelos de este trabajo, los flujos de petróleo los hemos realimentado (constreñido) por motivos principalmente geológicos, tecnológicos y económicos a escala global. Según [Skrebowski2008], los problemas de este flujo, además de geológicos, pueden ser debidos al capital

⁸³ <http://www.eia.doe.gov>. Por ejemplo, los angoleños recibieron 3566\$ per cápita por las exportaciones de petróleo en 2007, 1697\$ los venezolanos y 28358\$ los qataríes. Qatar es la tercera economía mundial en renta per cápita medida bajo el criterio de \$ de intercambio (método Atlas del Banco Mundial), es la primera bajo el criterio PPA (paridad de poder adquisitivo)

–pone como ejemplos actuales a Venezuela y México-, políticos (Arabia Saudí y Rusia), insurrecciones civiles (Sudán y Nigeria), etc.

Según [Hirsch2008], la dependencia de la OPEP y la nacionalización de los recursos energéticos, van a ser una restricción importante a los flujos de petróleo.

Según [EIA2007], la falta de inversiones necesarias en infraestructuras extractivas podrá ser una restricción importante a los flujos de petróleo.

En definitiva, la desagregación en dos o más regiones, tiende a añadir nuevas variables, que en todo caso, parece que tenderían a empeorar la respuesta del sistema energía-economía, de tal forma que proporcionarían argumentos para pensar que los modelos que hemos etiquetado de “optimistas” lo son.

Variables de uso energético:

Otra desagregación interesante sería añadir a la producción de energía que se ha desagregado por tipo de fuente, una desagregación por variables de uso, ya sea según los productos a los que da lugar (para el caso del petróleo: gasoil, gasolina, queroseno, etc.), o mejor aún, por los servicios energéticos que proporciona: transporte, calor, electricidad, etc.

Serían los distintos servicios los que se acoplarían con las variables económicas.

En nuestros modelos estas variables se considerarían intermedias, de tal forma que el efecto neto quedaría representado en nuestra hipótesis Hirsch. Así, podemos suponer que la escasez de petróleo generará una escasez de combustibles líquidos (relativos a la demanda) que generarán un aumento de los precios del petróleo y de otras energías. Este incremento de los precios del petróleo y otras energías a su vez generarían crisis económicas en distintos sectores (transporte, alimentación), que terminarían generando una crisis económica global, que a su vez, decrecería la demanda de energía. En nuestros modelos las variables, precio, transporte, alimentación, etc.

Serían variables intermedias que no se modelizarían de forma directa sino indirecta a través de sus efectos económicos globales (hipótesis Hirsch).

Los modelos globales de energía, no pueden capturar en principio las restricciones que suponen los distintos usos según sectores. Así, el descenso de la producción de petróleo, no se puede suplir sin más con otras fuentes de energía. Tanto la energía nuclear, como el carbón, como el gas natural, como la mayoría de las energías renovables, se usan para los sectores eléctrico y calorífico, y no para el sector transporte. La sustitución de combustibles líquidos convencionales para este sector, implica o bien una necesidad de combustibles líquidos no convencionales, que ya se vio en el epígrafe 5.2.2 su práctica imposibilidad de sustituir con suficiente rapidez el descenso de los primeros, o bien o a la vez, la transformación del sector transporte: motores de combustión por motores eléctricos. Este último análisis requeriría nuevos modelos complejos que trabajaran con estas posibilidades de sustitución. En [Struben2007] se hace un intento de este sector en dinámica de sistemas y se concluye que necesita varios lustros para que sea efectiva. De alguna manera nuestros modelos tratan de capturar esta transformación hasta la independencia de los combustibles líquidos convencionales en los modelos que hemos denominado “mixtos” en el epígrafe 5.3.

6.3.3. Innovación tecnológica

En nuestros modelos, la innovación tecnológica actúa incrementando con el tiempo la capacidad de extracción de recursos no renovables. Ésta se ha hecho además de una forma totalmente agregada, suponiendo que el avance automático que supone (en los modelos que no usan la hipótesis Meadows) es el mismo para todas las energías. Por supuesto, esto es una simplificación quizás excesiva, la innovación tecnológica es una variable muy compleja que ni siquiera en los estudios económicos hay unanimidad de cómo tratarla (endógena, exógena o parcialmente

endógena). [Mohr2008] trabaja con una función exógena más compleja⁸⁴ para el caso de la extracción de petróleo que es más pesimista que la que se usa aquí.

Dado que nuestros modelos necesitan de la innovación tecnológica (se vio que mejoraban el ajuste en el caso de Estados Unidos y sin ella el pico del petróleo convencional se encuentra siempre entre 1995 y el año 2000) se decidió incorporarla de la forma más sencilla posible sabiendo de antemano que un análisis más preciso sería importante y difícil. El efecto de la innovación tecnológica se basa en consideraciones que se creen optimistas, de tal forma que se piensa que una incorporación más exhaustiva y precisa de los efectos de la innovación tecnológica arrojarían crecimientos en la capacidad extractiva de recursos energéticos realmente inferiores a los que se han mostrado, al menos para los recursos más importantes en la actualidad, donde las tecnologías llevan décadas, sino siglos, de desarrollo (petróleo convencional, gas natural, carbón y uranio). Nuestros modelos suponen que esta innovación aumenta la extracción del petróleo hasta un 3% más rápidamente que lo que esta innovación podía estar haciendo en 1985. Es decir, que si la innovación tecnológica de los años 80 permitía, si todo lo demás fuera constante, que se incrementara la extracción de petróleo un 1% anual, en la década del 2010 esta innovación tecnológica estaría provocando un incremento de la extracción del 4% anual ella sola.

Puesto que la innovación tecnológica tiene un parámetro de ajuste (la pendiente del citado anterior crecimiento), si se modelara de forma independiente para cada energía, tendríamos a nuestra disposición un conjunto de parámetros libres para escoger muy grande, de tal forma que sería fácil encajar nuestro modelo a los resultados que deseáramos ver. Esta es la razón de porqué se ha restringido a un solo valor para todas las energías.

⁸⁴ Concretamente usan una función del tipo tangente hiperbólica, la derivada de esta función sería equivalente a nuestra innovación tecnológica, es decir una secante hiperbólica al cuadrado, función que tiene un máximo para luego decrecer. Nosotros hemos supuesto un crecimiento primero lineal hasta que se llega bruscamente a un valor constante.

Por otro lado, en los modelos pesimistas, se ha incorporado la hipótesis Meadows, que convierte en parcialmente endógena a la innovación tecnológica, pues ésta se realimenta con la renta económica.

En la siguiente gráfica vemos la innovación tecnológica en porcentaje sumado a la que existiera en 1985 (año -20 de nuestros modelos):

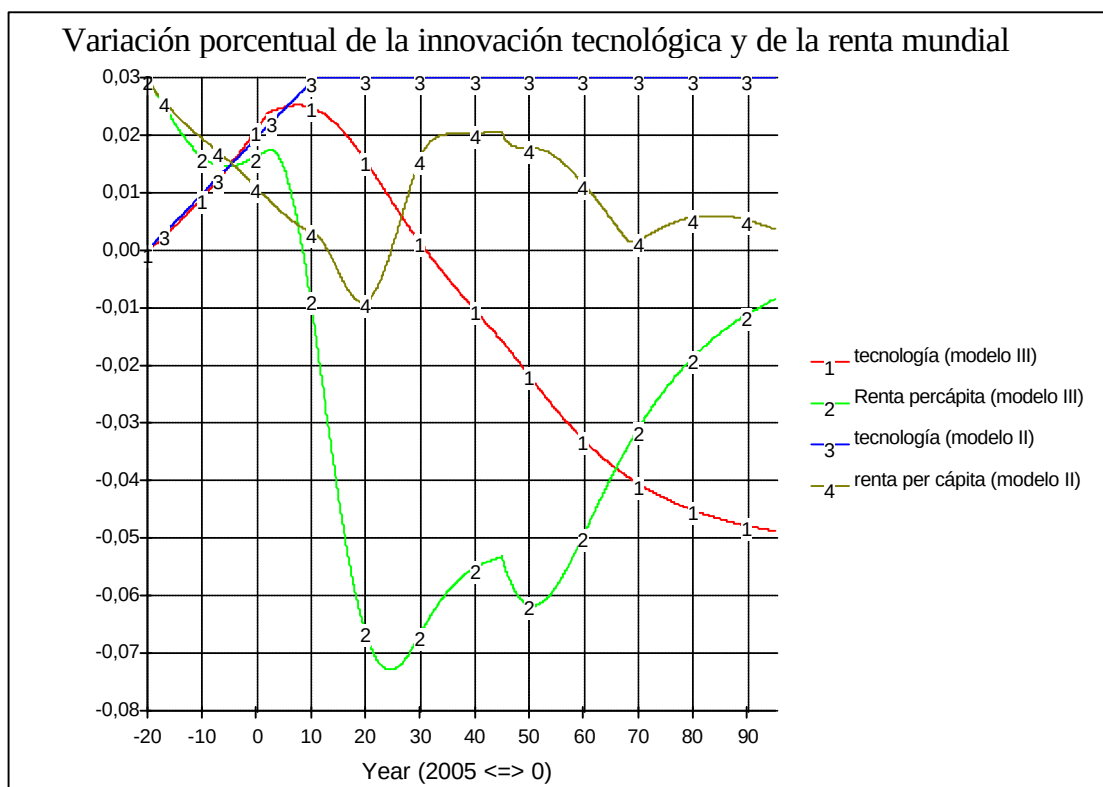


Figura 6.12. Evolución de la innovación tecnológica (IT) y de la variación de renta per cápita en los modelos de los escenarios II y III.

En la gráfica anterior, en azul y rojo se observan los crecimientos de la innovación tecnológica para los escenarios II y III respectivamente. En verde oliva y verde claro los crecimientos de la renta per cápita mundial para los escenarios II y III respectivamente. Obsérvese como la hipótesis Meadows del escenario III afecta a la innovación tecnológica, ralentizándola respecto a la del escenario II incluso haciéndola negativa a partir del 2035, tras dos décadas de un decrecimiento en la renta per

cápita mundial. En ese año, el modelo III da una renta per cápita del 50% de la que se tenía en 1985, lo que hace razonable suponer que la tecnología (que en los modelos aumenta la capacidad extractiva) en vez de avanzar retroceda.

6.3.4. Variación de la demanda

Nuestros modelos calculan una demanda “natural” cuya variación es la suma de la variación de la población y de la renta per cápita. La renta, a su vez, depende de la variación de la energía mundial y del petróleo convencional. Esto significa que cada recurso energético no renovable experimenta en nuestros modelos las mismas tendencias al crecimiento o decrecimiento por el lado de esta demanda “natural”. Sin embargo, es obvio que factores políticos, ambientales y otro tipo de factores económicos, afectan también a esa demanda natural. Por ejemplo, en el caso del carbón, su producción entre 1985 y el año 2000 no ha seguido una curva de crecimiento uniforme como en nuestros modelos, en buena medida por motivos políticos relacionados en parte a su vez por consideraciones medio ambientales. En muchos países desarrollados, durante ese tiempo ha habido políticas activas para trasladar el crecimiento de la demanda de electricidad del carbón al gas natural. Sin embargo, durante el primer lustro del siglo XXI, la producción de carbón ha crecido de forma espectacular, dejando atrás los escenarios del [IPCC2001]. La mayor parte de ese crecimiento ha sido debida a un solo país: China. Que adoptó una política muy activa en este sentido.

Por tanto, se podría argumentar que dada la escasez (en relación a una demanda creciente) de recursos energéticos que según nuestros modelos vamos a tener para las próximas décadas, se podrían habilitar políticas activas en el uso de carbón y petróleo no convencional, que no obedecieran las hipótesis de nuestros modelos.

En el caso de que el carbón fuera más laxo en relación a la demanda “natural”, hemos remodelado la variación en la producción del carbón en el escenario II de tal forma que su extracción prácticamente se duplica respecto a nuestro año base de 2005 (modelo “mad-coal”). Para ello, el crecimiento de la demanda natural lo hemos bajado a la mitad y hemos reajustado el factor de esfuerzo para que la extracción siga siendo coherente con la realidad entre 1985 y 2005.

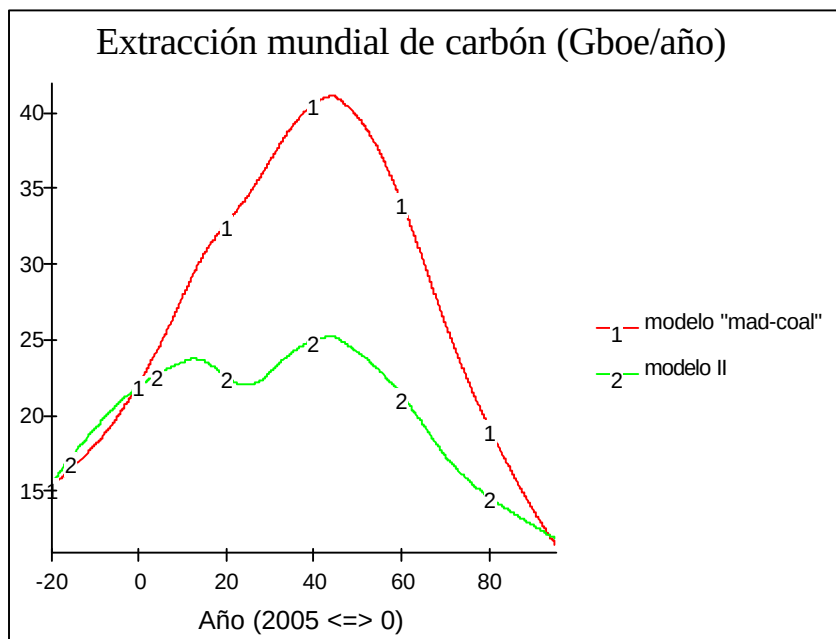


Figura 6.13. Extracción de carbón en el escenario II (modelo II) y en un modelo en el que la extracción de carbón es mayor modelo “mad-coal”.

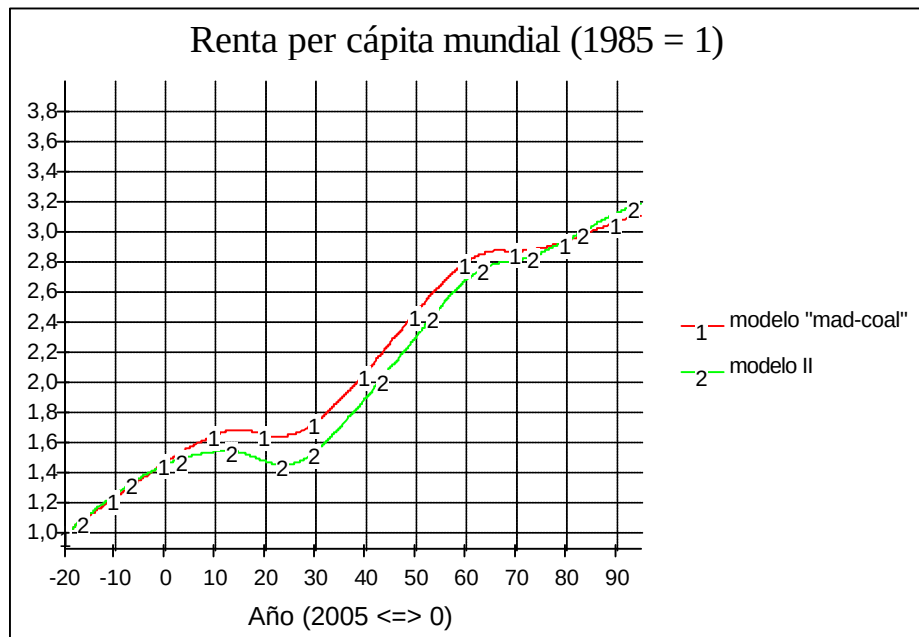


Figura 6.14. Renta per cápita mundial en el escenario II (modelo II) y en este escenario cuando se simula un aumento de la extracción de carbón como en la figura 6.13 (modelo "mad coal").

Si añadimos además un crecimiento mayor y más reservas extraíbles para el petróleo no convencional al modelo "mad-coal" anterior, de tal forma que duplicamos las reservas y duplicamos la mejora tecnológica respecto al resto de recursos energéticos, obtenemos el modelo "coalnc". En él el crecimiento anual en el periodo 2005-2035 es del 6,4%, muy superior al crecimiento para el modelo II que en ese periodo es inferior al 4%.

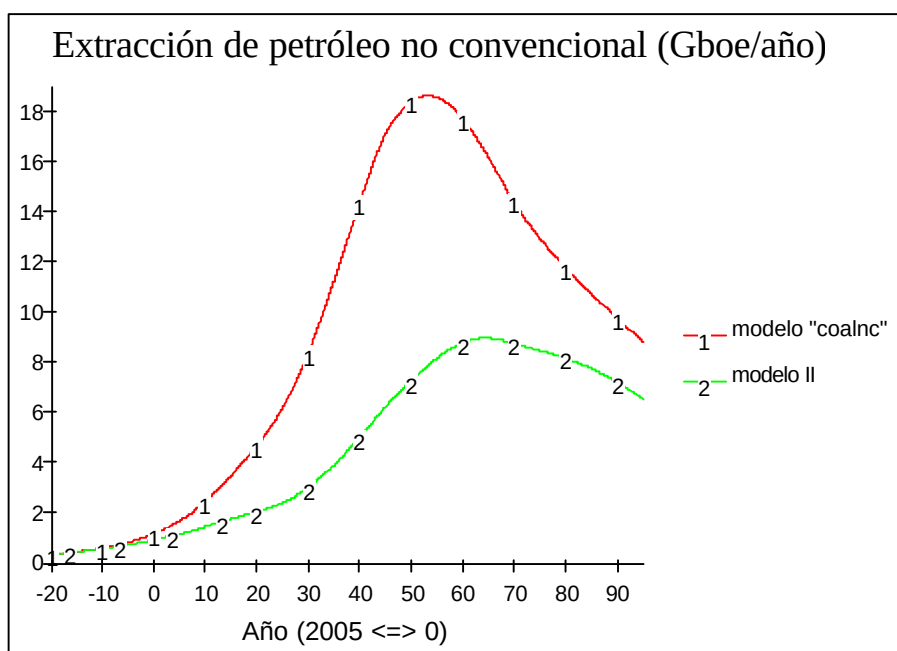


Figura 6.15. Extracción de petróleo no convencional en el escenario II (modelo II) y en un modelo en el que la extracción es mayor modelo "coalnc".

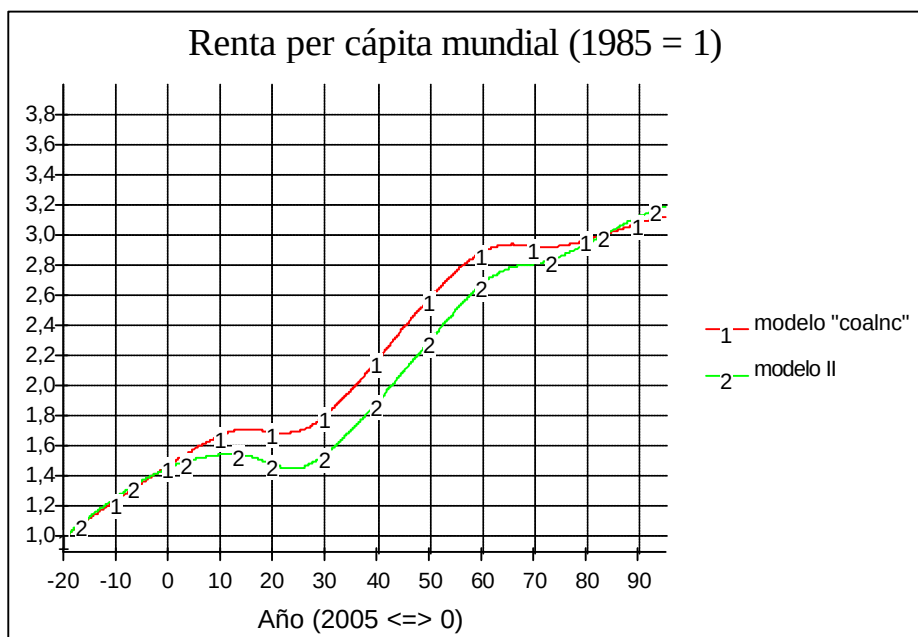


Figura 6.16. Renta per cápita mundial en el escenario II (modelo II) y en este escenario cuando se simula un aumento de la extracción de no convencional y del carbón como en la figura 6.15 y 6.13 (modelo "coalnc").

En las gráficas 6.14 y 6.16 vemos que la renta per cápita mundial sigue teniendo un estancamiento que aunque menos extenso que en el modelo II se expande durante década y media.

Pero esto se conseguiría a costa de unas emisiones mayores de gases de efecto invernadero: más de 200 Gtoneladas equivalentes de carbono se acumularían para el 2100 respecto al modelo II para el modelo “coalnc”, llevando las emisiones por la quema de combustibles fósiles a la parte media de los escenarios del IPCC y superando lo que distintos autores y escenarios consideran muy peligroso para la humanidad por los efectos del cambio climático.

Si las transformaciones que se han realizado en el modelo “coalnc” las hacemos con el modelo III, no se evita el colapso económico aunque sí se ralentiza (modelo CNNIII):

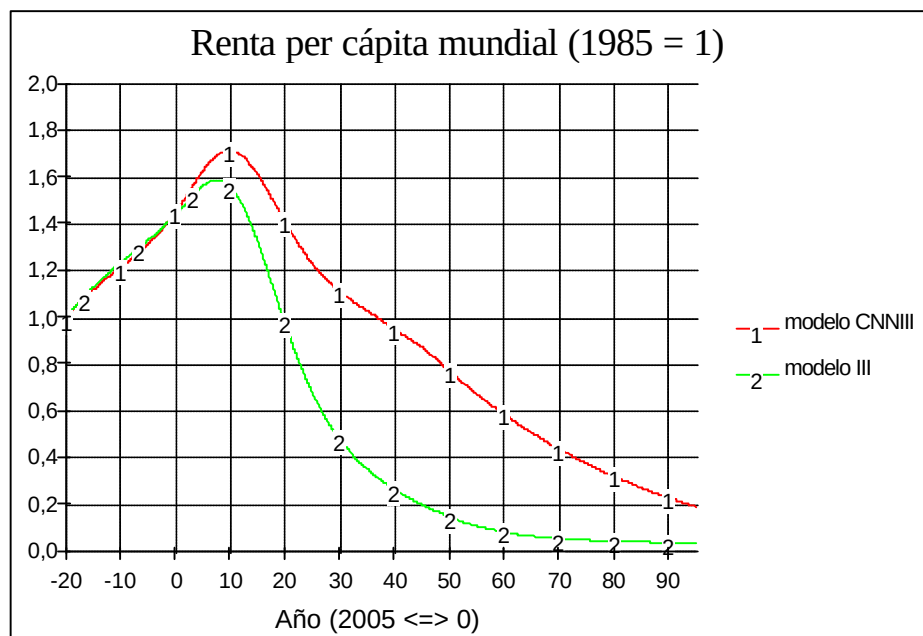


Figura 6.17. Renta per cápita mundial en el escenario III (modelo III) y en este escenario cuando se simulan los aumentos de carbón y de petróleo no convencional de las figuras 6.13 y 6.15 (modelo “CNNIII”).

6.3.5. Energías renovables

Los escenarios que solo contemplaban las energías no renovables (epígrafe 5.3) concluían con un descenso temprano de la energía no renovable mundial y de la renta per cápita mundial. Se

utilizaron a las energías renovables en parte con el objetivo de ver cual era el crecimiento de éstas energías necesario para al menos estabilizar la renta per cápita mundial. En los escenarios posteriores (epígrafe 5.4) se elaboraron tres escenarios (I, II y III) en el que la energía que se presenta es la neta (la total menos la que se necesita para producir energía). Se debe destacar que las curvas de crecimiento de las energías renovables y de las que se denominaron “fusión” representan también la energía neta de estas energías. Sin embargo, en ellas, no se ha utilizado ninguna hipótesis relacionada con la TRE (Tasa de Retorno Energético), es decir, no se tiene en cuenta que para poner a disposición de la sociedad estas energías hay que invertir una energía que en las primeras décadas, precisamente cuando el sistema tiene dificultades de crecimiento por el descenso de las energías fósiles, debe venir en su mayor parte de fuentes no renovables, trayendo aún más la Energía perdida (E_p) de éstas energías para poder establecer a las energías renovables.

6.3.6. Problemas ambientales

Aunque nuestros modelos permiten el cálculo de las emisiones de CO_{2e} , el efecto que estas producen en especial sobre el clima de la Tierra, no se ha tratado. En los modelos más pesimistas, las emisiones son bastante inferiores a las que quizás provocaran un fuerte cambio climático según los modelos del IPCC (ver gráfica 6.6), y dado que son modelos de colapso económico y energético, quizás la humanidad no prestara tampoco atención a esas posibles realimentaciones de efectos negativos, dejando en un segundo plano los problemas ambientales derivados de ello.

Sin embargo, los escenarios más optimistas, sí que contemplan emisiones de gases de efecto invernadero que conducirían a emisiones acumuladas dentro del rango inferior de los escenarios del IPCC. Para estas emisiones el IPCC contempla subidas de la temperatura y otros efectos que perjudicarían muchos ecosistemas naturales y humanos.

Según distintos autores [Hansen2007⁸⁵, Spratt2008, Inman2007 O’Niell2002, Rettalack2005, Meinshausen2006, Castro2007b], se considera que habría que llegar a emisiones acumuladas de CO₂ a la atmósfera relativas a 1990 en 2100 de entre 0 (o incluso negativo) y 800 Gtoneladas equivalentes de carbono para evitar una interferencia peligrosa con el cambio climático.

Los escenarios más optimistas estarían en la parte superior de esta horquilla, con lo que conducirían efectivamente a problemas muy serios de cambio climático que derivarían en perjuicios en asentamientos y ecosistemas humanos, lo que sin duda generaría una realimentación con el sistema energético-económico. Es decir, los modelos más optimistas precisarían introducir un nuevo factor al menos, la realimentación que el cambio climático ejercería sobre el sistema económico. Dependiendo de su fuerza y prontitud, este factor, podría afectar negativamente al sistema económico, de tal forma que una vez más, estos modelos vuelven a ser optimistas.

Introducir esto en los modelos sería complejísimo y sujeto a una incertidumbre enorme. [Stern2006] establece la necesidad de destinar un 1% la inversión necesaria para mitigar los peores efectos del cambio climático. El propio Stern en una entrevista posterior afirmó que ese coste podría ser con datos más actuales del 2% anual. El IPCC2001 establece una horquilla para los costes de mitigación anuales de entre el 0,2 y el 3,5%. El [IPCC2007] cita unos costes de adaptación a un incremento de 4°C de entre el 1 y el 5% anuales respecto a una renta mundial que es varias veces superior a la actual.

El crecimiento observado en las pérdidas por desastres relacionados con el tiempo (sin contar sequías) ha crecido durante las últimas 6 décadas de una forma muy rápida, con un ajuste exponencial bastante bueno, que llevaría, si se extrapolara al futuro, a unas pérdidas anuales del 2% en 2050 y del 20% en 2100 respecto a la renta mundial del año 2005 (cálculos propios a partir de datos de [Wood2007, MunichRe2005, SwissRE2009].

⁸⁵ Artículo firmado con otros 46 autores.

Los costes del huracán Katrina en Estados Unidos supusieron pérdidas que se evalúan en un 0,5-1% o más respecto al producto americano. Si bien, este huracán puede ser considerado hoy excepcional, algunos estudios señalan un incremento en la energía desatada por los huracanes durante el siglo XX del 100%, y del 75% en el caso de los tifones [Enmanuel2005].

Los niveles de aumento del nivel del mar que prevé el IPCC no superan el metro de altitud, pero son contestados por algunos autores [Rahmstorf2007, Castro2007b, Hansen 2007b] en base al pasado reciente y al pasado geológico. Si estos autores tuvieran razón, el nivel mínimo de ascenso del nivel del mar (para los escenarios que coincidirían con nuestros escenarios optimistas) superaría los 80cm e incluso podría llegar a ser de 2 o más metros. En este caso, la influencia sobre las sociedades y la economía mundial sería mayor también que la que se contempla en [IPCC2007].

Tratamos de incorporar de una forma sencilla el efecto del cambio climático sobre nuestros modelos optimistas (modelo "climall"), realimentando las emisiones totales de CO_{2e} con el crecimiento de la renta per cápita mundial a través de una nueva variable que denominamos "cambio climático" (CC) y que definimos como:

$$CC = IT(t > 0, -0.00005 \cdot EA - 400), 0) \quad (6.1)$$

Donde EA serían las emisiones acumuladas totales respecto al año 1990 (t=-20) en GtCe.

Esta variable se sumaría a la Renta per cápita mundial (ver ecuación 5.21 del tema anterior)

De esta forma, restamos al crecimiento de la renta per cápita a partir de nuestro año base 2005 un porcentaje que crece proporcionalmente a las emisiones:

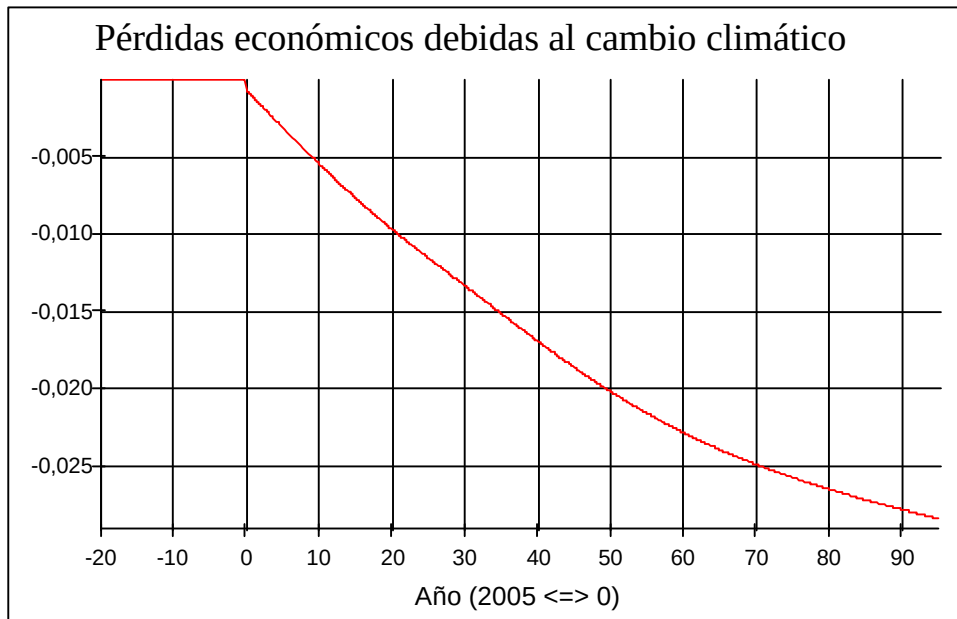


Figura 6.18 Representamos la contribución a la variación de la renta per cápita de los efectos del cambio climático.

Observamos el decrecimiento en la renta per cápita mundial debido al cambio climático si el resto de parámetros fuese constante. Las pérdidas serían del 1% anual en el año 2025 y del 2% en el año 2050. Después de lo razonado anteriormente, no parecen valores exagerados o fuera de los rangos que se manejan por otros autores.

En este modelo, debido a la realimentación incorporada entre emisiones y economía, las emisiones acumuladas totales se reducen en unas 100Gtoneladas de carbono respecto al modelo II en 2100 (alrededor del 10%), sin embargo, la producción energética y especialmente la renta per cápita, se ven profundamente afectadas:

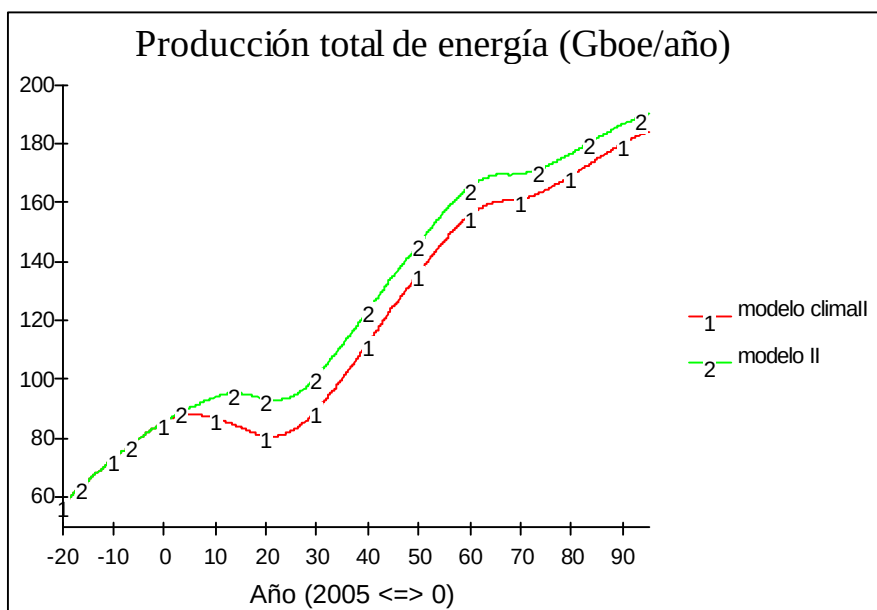


Figura 6.19. Producción total de energía en el escenario II (modelo II) comparada con la producción en un modelo en el que se simulan pérdidas económicas debidas al cambio climático (modelo "climall")

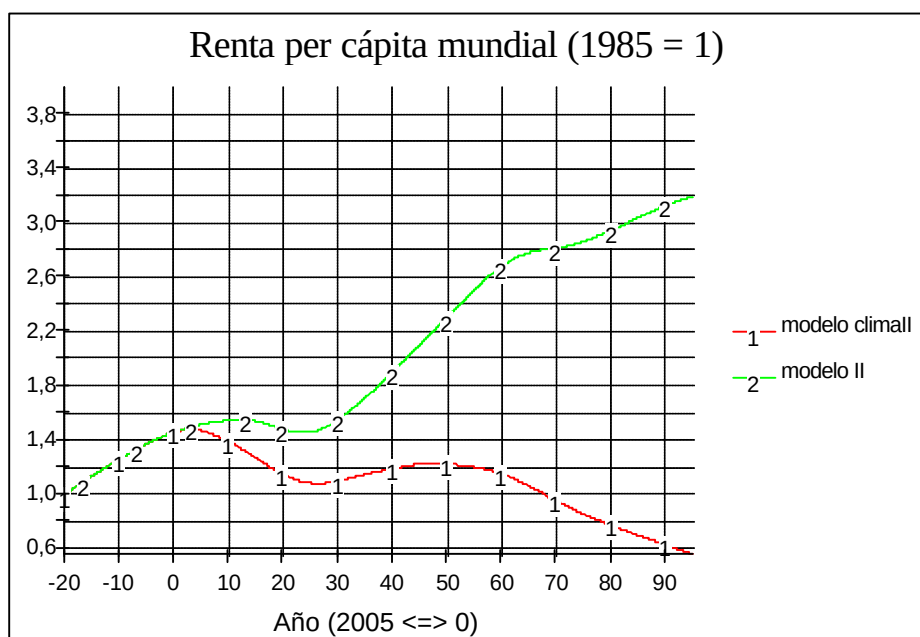


Figura 6.20. Renta per cápita mundial en el escenario II (modelo II) comparada con la renta en un modelo en el que se simulan pérdidas económicas debidas al cambio climático (modelo "climall")

Por supuesto, existen otros problemas ambientales (acceso al agua y otros recursos materiales, pérdida de biodiversidad, distorsión de ciclos naturales, etc.) que se deberían incorporar a modelos que manejen variables como la economía y la población [Castro2001, 2004] y que irían en parecido sentido al modelo climall, lo que convierte a la gráfica 6.18 en una visión menos pesimista de lo que en principio podría parecer.

6.3.7. Otras variables

Existen variables que no se han incorporado y que se han descartado desde el principio como son la política internacional, la marcha de la economía y sus efectos -como la crisis financiera de 2008 y 2009-, tensiones internacionales, conflictos armados, hambrunas, etc. Algunas son incluso difíciles de imaginar e imposibles de modelar con el estado actual de conocimientos.

Quizás la causalidad más fuerte que se ha establecido se la dependencia de la economía de la energía (hipótesis de Hirsch). En todos los modelos en los que se ha introducido la variación de la renta per cápita mundial se ha hecho depender de la variación de la energía del petróleo y/o del total de producción de energía. Sin embargo, las variaciones que puede experimentar año a año la economía mundial pueden estar sujetas a otras dependencias o dinámicas con las que no hemos trabajado aquí.

Un caso cercano en el tiempo sería la crisis económica actual, que aunque puede en parte ser debida a la crisis energética (recuérdese la introducción a esta tesis y las palabras de Ban-Ki-Moon) muchos observadores mencionan causas más internas al proceso económico (crisis financiera). Sean cuales sean las causas de la actual crisis económica, si se supone que es independiente de las crisis ambiental y energética, se puede intentar ver la respuesta de los modelos que se han desarrollado aquí simulando un descenso en la renta per cápita mundial añadido a las dinámicas de los modelos.

Se ha simulado el modelo II en el que se ha añadido a la variación del PIB per cápita mundial (ecuación 5.21.) un efecto temporal de variación negativa:

$$\begin{aligned} \Delta PIB_{cap,n-1} = & \Delta E \cdot MAX(0, 0.8 \cdot (1 - 0.02 \cdot (t + 20))) + \Delta E_T \cdot MIN(1, (0.2 + 0.016 \cdot (t + 20))) \\ & + IF(t > 3.5 \text{ and } t < 6.5, 0.0089t^2 - 0.0889t + 0.2022, 0) \end{aligned} \quad (6.2)$$

Donde el término $IF(t > 3.5 \text{ and } t < 6.5 \dots)$ representaría la crisis financiera y produce un valor distinto de cero entre los años 3,5 y 6,5 que en nuestras simulaciones corresponderían a los años 2008,5 y 2011,5 respectivamente. El valor sería una función parabólica simétrica y con el mínimo en el año 2010,0 (enero de 2010) donde la recesión económica sería máxima y de valor -0.02, es decir, la renta per cápita mundial tendería a caer un 2% si todo lo demás permaneciera constante.

Las dos siguientes gráficas representan la comparación entre el modelo II y el nuevo modelo (financII):

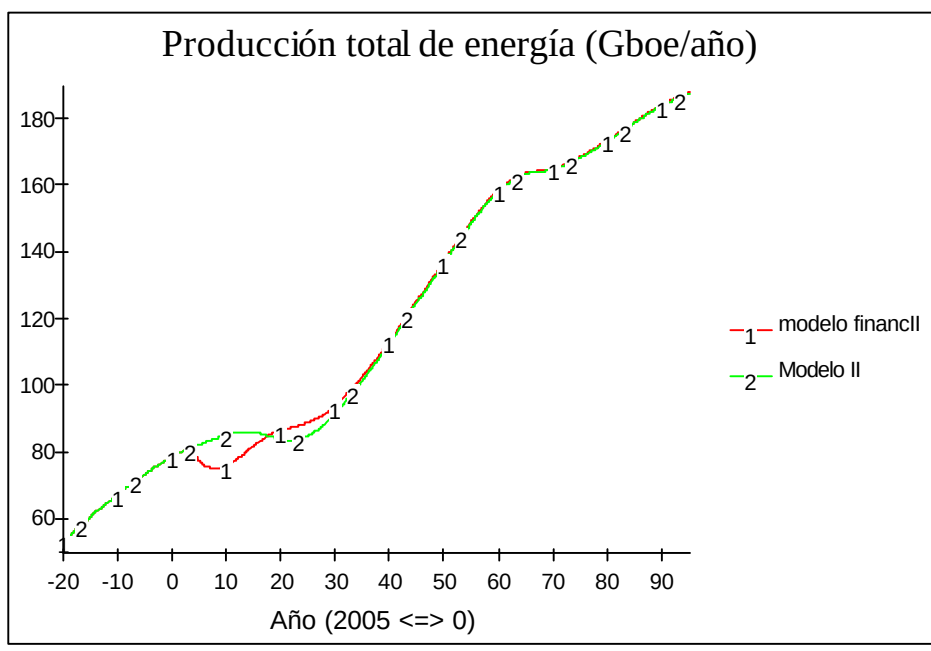


Figura 6.21. Energía mundial en el escenario II (modelo II) comparada con el mismo escenario al que se le ha añadido una simulación de la crisis financiera (modelo "financII", ver ecuación 6.2)

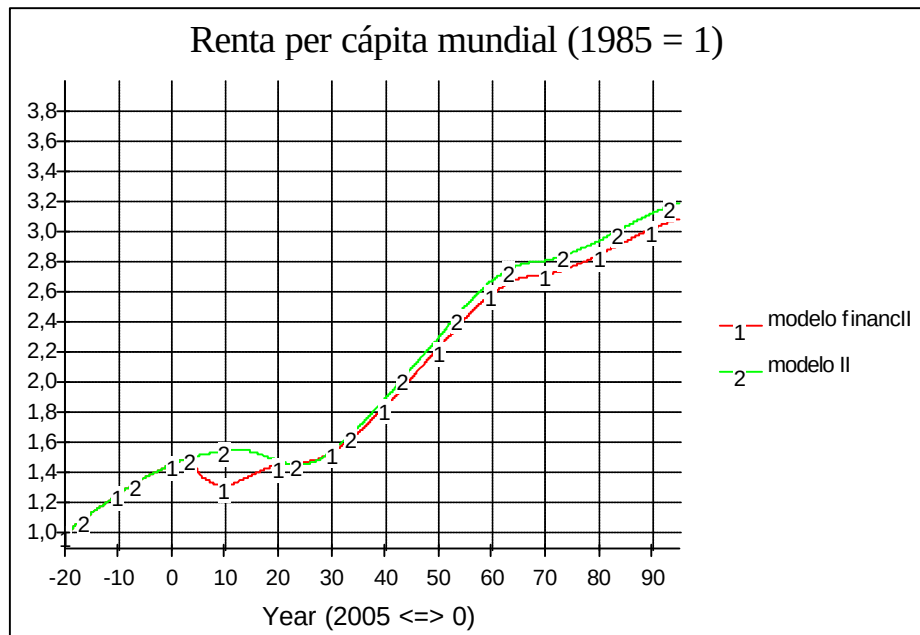


Figura 6.22. Renta per cápita en el escenario II (modelo II) comparada con el mismo escenario al que se le ha añadido una simulación de la crisis financiera (modelo “financII”, ver ecuación 6.2)

Se puede observar que el efecto de lo que se ha denominado crisis financiera va más allá del año 2011,5 que es cuando se ha simulado que terminaba, ya que el mínimo valor de la renta se da en el año 2015 (con un descenso del 11% respecto al nivel alcanzado en 2008) y no es hasta el año 2025 cuando la renta per cápita recupera el mismo valor en ambos modelos.

Otros factores se podrían imaginar de efectos positivos: liderazgo político hacia medidas de sostenibilidad (ahorro y eficiencia energética, puesta en marcha de planes de I+D+i en sectores energéticos clave...), capacidad de adaptación de las sociedades humanas, etc.

Un factor clave sería la capacidad de desacoplar la economía mundial del crecimiento energético y de materiales, aunque de alguna manera esto es precisamente lo que se hace parcialmente en los escenarios I y II, pues se suponen a las energías renovables y a las que se han denominado “fusión” creciendo independientemente de la economía, pero ésta sigue dependiendo de ellas. Se podría imaginar pues, que además de romper la línea causal $\Delta\text{Economía} \Rightarrow \Delta\text{Energía}$, se consigue

romper la contraria: $\Delta \text{ Energía} \Rightarrow \Delta \text{ Economía}$. En la literatura especializada se suele hablar en este caso de “desmaterializar” la economía, aquí se hablaría pues de “desenergetizar” la economía, conseguir que ésta funcione con menos necesidades energéticas.

Capítulo 7

Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones, resultados y aportaciones principales obtenidas durante el desarrollo de esta tesis:

- Se ha analizado la necesidad de realizar modelos Energía, Economía, Ecología ricos en realimentaciones entre los tres sistemas y se ha defendido la Dinámica de Sistemas como una de las herramientas metodológicas utilizables para este fin.
- Se ha desarrollado un análisis de la cantidad de recursos energéticos extraíbles no renovables y de la tasa o flujo de extracción anual y máxima, tanto de fuentes energéticas no renovables como renovables, concluyendo la limitación de los recursos no renovables de acuerdo con [Lahèrrere2005, Cambell1998, EWG2006, 2007a, 2007b, ASPO2008] y en desacuerdo con [WEC2004, 2007, IEA 2004, 2007, EIA 2004, 2005, 2006, 2007, IPCC2001, IPCC2007].

- Se ha creado el concepto de esfuerzo extractivo (EE) para dar cuenta de la hipótesis fundamental de la teoría de Hubbert.
- Se ha profundizado en la teoría de Hubbert sobre el pico de un recurso energético no renovable y se ha obtenido, mediante modelos de dinámica de sistemas que usan dicha teoría y nuestro concepto de esfuerzo extractivo, buenos ajustes a las curvas de descubrimientos y de extracción para el caso de Estados Unidos continental sin Alaska. Por primera vez desde 1956 [Castro2009] se obtienen curvas teóricas sin hacer hipótesis previas de qué tipo de ajuste es el adecuado para los datos experimentales y siguiendo la teoría de Hubbert.
- Se ha analizado la relación entre el consumo energético y la economía, concluyendo que esta relación es fuerte y de causalidad bidireccional de acuerdo a las hipótesis habituales de la economía ecológica [Naredo1999, Cleveland 1986, 1999, Odum1988, Ayres2005]. Esto ha permitido incorporar una realimentación dinámica entre los sistemas energía-economía mundiales de forma simple pero que lleva a resultados novedosos.
- Se ha hecho un estudio del concepto de Tasa de Retorno Energético (TRE) y de la energía utilizada para obtener energía (E_p) y se ha obtenido un método experimental indirecto y un primer método teórico aproximado para calcularlos. Se concluye que la tasa de retorno energético y su evolución futura es un factor importante a tener en cuenta en cualquier análisis del sistema energético mundial. La evolución de la TRE del petróleo convencional tiende a decrecer rápidamente y la sustitución de éste combustible por otros traería como consecuencia una disminución brusca de la TRE (por ejemplo para el caso del petróleo no

convencional), con lo que la extracción total de éstos combustibles debería ser proporcionalmente mayor para que puedan dar lugar a la misma energía útil a la sociedad.

- Se han construido escenarios y modelos que han permitido depurar las relaciones más importantes entre los recursos energéticos y su extracción y producción con la economía y otros factores como la innovación tecnológica y el llamado aquí esfuerzo extractivo.
- Se concluye, bajo las hipótesis de nuestros escenarios, que el petróleo no convencional no puede evitar creíblemente el pico de producción de combustibles líquidos. Además, estos combustibles tienen unas emisiones de gases de efecto invernadero mayores que el petróleo convencional por unidad de energía neta producida.
- Se concluye, bajo las hipótesis de recursos no renovables empleadas, que es inevitable un pico y posterior descenso en la extracción de estos recursos antes del año 2025 al margen de posibles realimentaciones en la economía y, que cuando se realimenta a ésta, el pico se podría dar incluso antes del año 2015.
- Se han elaborado modelos globales con todas las fuentes de energía no renovable y renovable existentes y se han hecho diversas hipótesis sobre éstas últimas, concluyendo que en el mejor de los casos es inevitable un estancamiento de la producción de energía y de la economía (bajo el criterio de renta per cápita mundial) durante las próximas dos décadas. Teniendo esto en cuenta, se concluye que el sistema económico mundial va a estar sometido a una tensión inmediata y duradera sin precedentes históricos. Además, las emisiones de gases de efecto invernadero, aunque entre los escenarios más bajos que maneja el IPCC no serían despreciables y podrían implicar un cambio climático

considerable que generaría a su vez realimentaciones sobre el sistema energía-economía modelado.

- Se ha obtenido un abanico de escenarios muy amplio entre los modelos caracterizados como optimista y pesimista, y se concluye que el sistema Energía-Economía se encuentra en un punto que en el lenguaje de la teoría de dinámica de sistemas denominaríamos de bifurcación donde a partir de él el sistema se hace en la práctica caótico y por tanto de difícil, sino imposible, predicción.

Los escenarios encontrados aquí tanto para la producción energética como para la renta per cápita mundial caen todos muy por debajo de las previsiones de los modelos que se desarrollan en [WEC2004, 2007, IEA 2004, 2007, EIA 2004, 2005, 2006, 2007, IPCC2001] e incluso sólo los modelos más optimistas desarrollados entrarían en acuerdo con modelos que usan parecidas limitaciones en los recursos energéticos tales como [Lahèrrere2005, Cambell1998, EWG2006, 2007a, 2007b, ASPO2008]. Este trabajo pues pone en duda la mayoría de los modelos citados. Sin embargo, las políticas energéticas y económicas se vienen haciendo en base a los escenarios contemplados en el primer grupo de modelos con lo que, si nuestros modelos fueran correctos, se estarían aplicando de forma equivocada.

- Se consideran sólo preliminares estos modelos. No se considera ni se cree que el sistema Energía, Economía, Ecología mundiales una vez transcurridos años después del punto de bifurcación o inestabilidad, y sobre todo en los escenarios que se dirigen hacia el colapso, vaya a continuar necesariamente por las curvas que describen las simulaciones, pues las relaciones Energía, Economía podrían cambiar precisamente por la tensión que conlleva en los sistemas analizados el tipo de resultado encontrado. Sin embargo, aunque no puedan tenerse por ciertos los modelos aquí presentados sí se considera y se cree que los modelos

citados anteriormente no sólo son erróneos, sino que pueden resultar inadecuados para hacer políticas energéticas y económicas correctas, en especial para resolver las crisis ya en marcha.

Si recordamos de nuevo las palabras del Secretario General de las Naciones Unidas: ... We face a global financial crisis. A global energy crisis. A global food crisis... Climate change ever more clearly threatens our planet.

Esta tesis no hace más que confirmar que los análisis de las distintas crisis que el mundo hoy tiene deben incorporar la visión en conjunto de las mismas. Además, dadas las interacciones entre las distintas esferas: economía, energía, alimentación, clima; se hacen imprescindibles estudios que elaboren estas relaciones de forma realimentada y dinámica. Las políticas que solo miran uno a uno los anteriores aspectos están abocadas al fracaso. Es más, además de resultar inútiles este tipo de políticas pueden incluso ser peligrosas. Si, por ejemplo, pensamos que la crisis financiera mundial tiene solo causas internas a ella y sus efectos se quedan solo en el mundo económico-financiero, habilitaremos políticas que pueden llevarnos a tratar de resolver el problema estimulando las economías con inversiones en sectores como las infraestructuras, la automoción, la construcción de viviendas protegidas, etc. Medidas en sectores que son muy intensivos en energía y que ignoran pues la crisis de recursos energéticos que también tenemos. Si, por ejemplo, tratamos de resolver el problema del acceso al petróleo barato como si fuera un problema independiente de los demás, aplicaremos medidas políticas que tratarán de promover el petróleo no convencional y los biocombustibles. Medidas que exacerbarán el problema del Cambio Climático o la carestía de los alimentos, y por tanto la crisis alimentaria. Aún viendo el conjunto de problemas, no enfocaremos bien las posibles soluciones si ignoramos las realimentaciones, si no somos capaces de razonar que la crisis financiera y alimentaria son en buena medida causadas por la crisis energética y que estas crisis a su vez van a influir en la propia evolución de la crisis energética.

Definitivamente ha llegado el momento de enfrentar el problema de la sostenibilidad de nuestra civilización y, hacerlo de forma sincera, supone reconocer primero la posibilidad real de que actuar como hemos venido haciendo en el pasado lleva al colapso de la civilización. Es más, son tantas las esferas y las relaciones entre ellas que la tarea es enorme y supondrá inevitablemente un cambio radical en todos los sistemas humanos: el energético, el económico y seguramente el político y el social. La tarea pues debería ser cómo hacer esa transformación de la forma menos traumática posible para la humanidad.

Si nos empeñamos en seguir sin ver las consecuencias de lo que se ha visto a lo largo de este trabajo, y si aún viéndolas seguimos pensando que bastan parches para solucionar un mal que es sistémico, estamos avocados al colapso traumático (catástrofe humana). Es más, dado que los sistemas complejos y fuertemente realimentados poseen ciertas inercias inevitables (como ignorar sistemáticamente tesis como esta), puede que ya sea demasiado tarde.

Bibliografía

- [AAPG]: (American Association of Petroleum Geologist): www.aapg.org
- [Adams1990]: WM Adams (2001): "Green Development: Environment and sustainability in the Third World". Routledge 2nd Edition
- [Alekkett2008]: Alekkett, K., 2008. Wellcome Adress. VII annual international ASPO conference. Oct 20-21 2008. Barcelona. Spain
- [Annett2005]: T Annett: "A New Take on Oil and Recession". The Wall Street Journal Online April 7, 2005 <http://online.wsj.com/public/us>
- [Aracil 1997]: J. Aracil y F. Gordillo: "Dinámica de Sistemas". Alianza Editorial. 1997.
- [ASB2004]: "Annual Statistical Bulletin 2004". OPEC (2005). www.opec.org
- [ASPO2005]: R. Koppelaar (2005): "World Oil Production & Peaking Outlook". Peak Oil Netherlands Foundation.
- [ASPO2008]: ASPO newsletter nº 95. Nov. 2008. www.aspo-ireland.org
- [ASPO2008a]: R. Koppelaar (2008). "Oil watch monthly". ASPO-Netherlands. 24 January 2008. www.theoil drum.com
- [Ayres2005]: Ayres RU and J van den Bergh (2005): "A theory of economic growth with material/energy resources and dematerialization: Interaction of three growth mechanisms" Ecological Economics 55(2005):96-118

- [Bardi2003]: Bardi, U., 2003, The mineral economy: A model for the shape of oil production curves: Energy Policy, v. 33, no. 1, p. 53–61.
- [Barret2008]: Barret, M. et al. 2008. How to support growth with less energy. Energy Policy, Volume 36, Issue 12, December 2008, p. 4592-4599
- [Bassi2007]: Bassi, A.M. et al. 2007. Informing the U.S. energy debate with T21. Millennium Institute.
- [Bentley2002]: RW Bentley (2002): "Past oil forecasts, and the "Limits to Growth" message". International Workshop On Oil Depletion. Uppsala, Sweden, May 23-25, 2002.
<http://www4.tsl.uu.se/isy/IWOOD2002/>
- [BP2006]: British Petroleum (2006) "Statistical Review of World Energy 2006" "Historical data
- [BP2007]: British Petroleum (2007) "Statistical Review of World Energy 2007" "Historical data:
<http://www.bp.com/>
- [Campbell1998]: Campbell CJ and JH Laherrère 1998: "The end of cheap oil" Scientific American. March 1998. 78-83
- [Campbell2006]: C.J.Campbell: "Peak Oil: an Outlook on Crude Oil Depletion":
<http://www.mbendi.co.za/indy/oilq/p0070.htm>
- [Carpintero2007]: "Biocombustibles y uso energético de la biomasa: un análisis crítico". En Sempere J y Tello E (coords): "el final de la era del petróleo barato". Icaria. 2007.
- [Castro1997]. Castro C., S. Cabornero (1997): "Los nuevos paradigmas de la ciencia. ¿Ciencias naturales frente a ciencias sociales y humanas?". Comunicación presentada en el I Congreso de Historia del Tiempo Presente. Cáceres.
- [Castro2001]: Castro C. (2001): "La revolución solidaria: más allá del desarrollo sostenible". IEPALA. Madrid.
- [Castro2004]: C. de Castro (2004): "Ecología y Desarrollo Humano Sostenible". Universidad de Valladolid

- [Castro2006]: C. de Castro (2006): "El papel entrópico del ser humano sobre la biosfera y la sostenibilidad". I International Conference on Sustainability Measurement and Modelling. Terrasa. Spain.
- [Castro2007a]: C. de Castro, LJ de Miguel (2007): "modelo de simulación con realimentaciones entre el sistema energético, el cambio climático y la sociedad". I Congreso nacional sobre Cambio Global. Abril. Universidad Carlos III. Madrid
- [Castro2007b]: Castro C. (2007): "Cambio de paradigma metodológico en la Ciencia sobre Cambio Global". Comunicación presentada en I Congreso nacional de Cambio Global. . Abril. Universidad Carlos III. Madrid
- [Castro2008a]: Castro C. (2008): "El origen de Gaia: una teoría holista de la evolución". Abecedario
- [Castro2008b]. Castro C. et al. 2008. "World energy-economy scenarios with system dynamics modelling". VII annual international ASPO conference. Oct 20-21 2008. Barcelona. Spain
- [Castro2009]: de Castro, C., et al., "The role of non conventional oil in the attenuation of peak oil". Energy Policy 37 (2009), 1825-1833. doi:10.1016/j.enpol.2009.01.022
- [Castro-Aparicio1991]: C de Castro, JA Aparicio (1991): "Energía para un mundo sostenible". Cursos de Verano Universidad de Málaga. Universitas Tercer Mundo
- [Chape2005]: S. Chape, J. Harrison, M. Spalding and I. Lysenko (2005): "Measuring the extent and effectiveness of protected areas as an indicator for meeting global biodiversity targets" *Phil. Trans. R. Soc. B* (2005) **360**, 443–455. doi:10.1098/rstb.2004.1592
- [ChienChang2007]: Chien-Chiang Lee and Chun-Ping Chang "Energy consumption and GDP revisited: A panel analysis of developed and developing countries". Energy Economics 29 (2007) 1206–1223

- [Chiu2008]: Chiou-Wei, S.Z. et al. 2008. Economic growth and energy consumption revisited Evidence from linear and nonlinear.... Energy Economics (2008), doi:10.1016/j.eneco.2008.02.002
- [Cleveland1984]: Cleveland, C.J., Costanza, R., Hall, C.A.S., Kaufmann, R., 1984. "Energy and the U.S. economy: a biophysical perspective". Science 255, 890–897
- [Cleveland1992]: Cleveland, C.J., 1992. Energy quality and energy surplus in the extraction of fossil fuels in the US. Ecol. Econ. 6, 139–162.
- [Constanza1997]: Constanza R. et al (1997): "An introduction to ecological economics" CRA Press LCC
- [Daly1973]. R. Daly: "Toward a Steady State Economy." editor/contributor, 1973. San Francisco: W.H. Freeman & Co
- [Darwin1995]: Darwin, R., Tsigas, M., Lewandrowski, J. & Ranases, A. (1995), World agriculture and climate change—economic adaptations, Agricultural economic report 703, U.S. Department of Agriculture
- [Darwin2001]: Darwin, R. & Tol, R. S. J. (2001), 'Estimates of the economic effects of sea level rise', Environmental and Resource Economics 19, 113–129.
- [Deffeyes2002]: Deffeyes, K. S., 2002. World's oil production peak reckoned in near future: Oil Gas J., v. 100, no. 46, p. 46–48.
- [Deke2001]: Deke, O., Hooss, K., Kasten, C., Klepper, G. & Springer, K. (2001), Economic impact of climate change: Simulations with a regionalised climate-economy model, Kiel working paper 1065, Institute of World Economics
- [Ehrlich1972]: P Ehrlich, Holdren J (1972): "Review of the closing circle" *Bull. At. Sci.* **28**, 16–27.
- [EIA2004]: Integrated Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2004. US department of energy.

[EIA2005]: Energy Information Administration: Internacional Energy Outlook 2005. U.S. department of energy

[EIA2006]: Energy Information Administration: Internacional Energy Outlook 2006. U.S. department of energy

[EIA2007]: "International Energy Outlook 2007". Energy Information Administration. US department of energy

[Emanuel2005]: Emanuel K. (2005): "Increasing destructiveness of tropical cyclones over the past 30 years". *Nature*, **436**, 686-688

[Estonia2002]: K. Brendow(2002): "GLOBAL OIL SHALE ISSUES AND PERSPECTIVES" Synthesis of the Symposium on Oil Shale held in Tallinn (Estonia) on 18 and 19 November 2002 by Dr, World Energy Council, Geneva (2006)

[EUR2007]: Kavalov, B, SD Peteves: "The future of coal production". Institute of Energy (Holanda) y European Commission (2007)

[EWG2006]: Energy Watch Group: "Uranium resources and nuclear energy" (2006). Germany.
www.energywatchgroup.org

[EWG2007]: Energy Watch Group: "Coal: resources and future production" (2007). Germany.
www.energywatchgroup.org

[EWG2007b]: Energy Watch Group: "Crude oil: the supply outlook" (2007). Alemania.
www.energywatchgroup.org

[Farrell2006]: Farrell A.E., Brandt A.R., 2006. Risks of the oil transition. *Environ. Res. Lett.* 1 pp1-6 (2006)

[Farrell2007]: Adam R. Brandt & Alexander E. Farrell (2007): "Scraping the bottom of the barrel: greenhouse gas emission consequences of a transition to low-quality and synthetic petroleum resources"

- [Feng2008] : Feng, L. et al. 2008. China's oil reserve forecast and analysis based on peak oil models. [Energy Policy. Volume 36, Issue 11](#), November 2008, Pages 4149-4153
- [Feyerabend1975]: Feyerabend PK (1975): "Contra el método". Salvat.
- [Fiddaman1997]: Fiddaman, T. S. 1997. Feedback Complexity in Integrated Climate-Economy Models, Doctoral Thesis, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge
- [Fiddaman2002]: Fiddaman TS (2002) : Exploring Policy Options with a Behavioral Climate-Economy Model. System Dynamics Review, Vol. **18**, No. 2 (Summer 2002), 243-268
- [Fischer2000]: G Fischer, Schrattenholzer L (2000): "Global bioenergy potentials through 2050" Biomass and *Bioenergy*, **20**, 151-159
- [Fletcher2007]: Loss of three companies could hurt Venezuelan investment. Oil & Gas Journal; Jul 9, 2007; 105, 26; ABI/INFORM Global. pg. 20
- [Forrester1971]: Forrester JW. (1971): "World Dynamics". Productivity Press.
- [GAO2007]: Crude oil—uncertainty about future oil supply makes it important to develop a strategy for addressing a peak and decline in oil production. GAO-07-283, February.
- [GEO3-2002]: "Perspectivas del medio ambiente mundial 2002". PNUMA. Mundi Prensa.
- [Georgescu-Roegen1996]: N. Georgescu-Roegen (1996): "La ley de la entropía y el proceso económico". Fundación Argentaria y Visor SA.
- [Greene1999]: D. L. Greene (1999): "An assessment of energy and environmental issues related to the use of gas-to-liquid fuels in transportation" OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY ORNL/TM-1999/258
- [Greene2006]: Greene, D.L. et al. 2006. Have we run out of oil yet? Oil peaking analysis from an optimist's perspective. Energy Policy 34 (2006) 515–531

- [Guseo2006]: R. Guseo, A.D. Valle, M. Guidolin World Oil Depletion Models: Price effects compared with strategic or technological interventions [Technological Forecasting and Social Change Volume 74, Issue 4](#), May 2007, Pages 452-469
- [Hall2005]: Hall C. and C Cleveland: "EROEI: definition, history and future implications". ASPO-US conference, November 2005.
- [Hamilton2003]: Hamilton JD. "What is an oil shock?" Journal of econometrics. 113: 363-398
- [Hansen2007]: Hansen J. et al. "Dangerous human-made interference with climate: a GISS modelE Study". Atmos. Chem. Phys., 7, 2287–2312
- [Hansen2007b]: Hansen J. et al. "Climate change and trace gases". Phil. Trans. R. Soc. A (2007) 365, 1925–1954
- [Hartz2006]: Hartz J et al (2006): "Alaska Oil–Gas Report, May 2006." Alaska Department of Natural Resources: www.dog.dnr.state.ak.us
- [HDR2006]: UNDP (2006): "Human Development Report 2006". Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Informe anual. www.undp.org
- [Hirsch2005]: R.L Hirsch et al. (2005): "Peaking of world oil production: impacts, mitigation, & risk management". DOE NETL, February 2005
- [Hirsch2006]: R.L. Hirsch: "The shape of World Oil Peaking: Learning from experience". NETL. www.netl.doe.gov
- [Hirsch2008]: R L. Hirsch (2008): "Mitigation of maximum world oil production: Shortage scenarios" *Energy Policy* **36** 881–889
- [Hooker2002]: Hooker, MA. "Are oil shocks inflationary? Asymmetric and nonlinear specifications versus changes in regime" Journal of money, Credit Banking. 34(2): 540-561

- [Huang2007]: Huang, B.N. et al. 2007. Causal relationship between energy consumption and GDP growth revisited: A dynamic panel data approach. *Ecological Economics* (2007), doi:10.1016/j.ecolecon.2007.11.006
- [Hubbert1956]: Hubbert, M.K. 1956. Nuclear energy and the fossil fuels. *Drilling and Production Practice*. American Petroleum Institute. Spring Meeting (Texas) of the American Petroleum Institute.
- [Hubbert1982]: Hubbert, M.K., 1982. Techniques of prediction as applied to production of oil and gas. US Department of Commerce, NBS Special Publication 631, pp. 1–121.
- [IEA2004]: “World Energy Outlook”. International Energy Agency
- [IEA2004b]: Documentation for the Markal Family of Models, Energy Technology Systems Analysis Programme, International Energy Agency, 2004
- [IEA2007]: World Energy Outlook. International Energy Agency. <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [IIASA1998]: “Global Energy Perspectives” Edited N. Nakicenovic, A. Grübler y A. McDonald. IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis).
- [IIASA2001]: User's Guide for MESSAGE III, WP-95-69, International Institute for Applied Systems Analysis. Austria, 2001
- [IIASA2004]: Schrattenholter L. et al. “Achieving a sustainable energy system”. IIASA. Edward Eldar. UK.
- [Inman2007]: Inman, M. (2007) “Global warming “tipping points” reached, scientist says”, *National Geographic News*, 14. December 2007, news.nationalgeographic.com/news/2007/12/071214-tipping-points.html
- [IPCC1996]: IPCC Technical Paper I (1996): “Technologies, Policies and Measures for Mitigating Climate Change” RT Watson, MC Zinyowera, RH Moss (Eds).

- [IPCC2001]: Intergovernmental Panel on Climate Change: "IPCC special report: Emissions Scenarios". WMO. UNEP. www.ipcc.ch
- [IPCC2007]: Intergovernmental Panel on Climate Change: "Climate Change 2007: Fourth Assessment report (AR4)". www.ipcc.ch
- [Jobert2007]: Jobert T, F. Karanfil. "Sectoral energy consumption by source and economic growth in Turkey". Energy Policy 24: 5447-5456
- [Kemfert2002]: Kemfert, C. (2002), 'An integrated assessment model of economy-energy-climate—the model Wiagem', Integrated Assessment 3(4), 281–298
- [Khalimov1993]: Khalimov E.M.,1993, *Classification of oil reserves and resources in the former SovietUnion*; Amer. Assoc. Petrol. Geol. 77/9 1636 (abstract)
- [Kopelaar2005]: Kopelaar, R. 2005. World oil production and peaking outlook. Peak oil Netherlands Foundation.
- [Kuhn1962]: Kuhn T (1962): "La estructura de las revoluciones científicas". Fondo de cultura económica
- [Laherrere2003]: J. Laherrère (2003): "How to estimate future oil supply and oil demand?". International conference on Oil Demand, Production and Costs - Prospects for the Future. The Danish Technology Council and the Danish Society of Engineers. Copenhagen, December 10, 2003
- [Laherrere2004]: J. Laherrère (2004): "Natural gas future supply". IIASA-IEW 22-24 June 2004
- [Laherrere2005]: J. Laherrère (2005): "Forecasting production from discovery" ASPO-meeting. Lisbon May 19-20, 2005
- [Laherrere2006a]: J Laherrere (2006): "When will oil production decline significantly?" European Geosciences Union General Assembly 2006 (Viena).

- [Laherrere2006b]: J. Laherrère (2006): "Fossil fuels: what future?" Beijing 16-17 October 2006
Workshop "Global Dialogue on Energy Security". The Dialogue International Policy Institute.
China Institute of International Studies
- [Laherrere2006c]: J. Laherrère (2006): "Oil and gas: what future?". Groningen annual Energy
Convention 21 November 2006
- [Lee1995]: Lee K, Ni S, Ratti RA. " Shocks and the macroeconomy : the role of price variability"
Energy Journal 16 (4) : 39-56.
- [Lee2007] : Lee C., Chang C., 2007. Energy consumption and GDP revisited: A panel analysis of
developed and developing countries. Energy Economics 29 (2007) 1206–1223.
- [Liebig1840]: Liebig J. (1840): *Chemistry and its application to agriculture and
physiology*. Taylor and Walton, London
- [Lobell2003]: DB Lobell, GP Asner (2003): "Climate and management contributions to recent trends
in US agricultural yields". *Science*, 14 February, p1032.
- [LPR2006]: WWF y Global Footprint Network (2006): "Living Planet Report 2006": www.panda.org
- [Lynch2002]. Lynch (2002): "Forecasting oil supply: theory and practice". The quarterly Review of
Economics and Finance. 42: 373-389
- [Mackenzie2007]: W. Mackenzie, "Canadian Oil Sands Developments: Will Cost Hyper-inflation Curb
Attractiveness?" *Wood Mackenzie* Press Release Mar 2007.
- [Marzo2007]: M. Marzo: "El hombre del hidrocarburo y el ocaso de la era del petróleo". En Sempere J
y Tello E (coords): "el final de la era del petróleo barato". Icaria. 2007.
- [Meadows1972]: DH. Meadows et al.: "*Limits to Growth: A Report for the Club of Rome's Project on
the Predicament of Mankind*", New American Library, 1977
- [Meadows1992]: Meadows, D.H. et al. 1992. Beyond the limits : global collapse or a sustainable
future. [Earthscan Publications](http://www.earthscan.org)

- [Meadows2002]: D. Meadows, J. Randers y D. Meadows (2006): "Los límites del crecimiento 30 años después". Galaxia Gutenberg y Círculo de Lectores.
- [Meinshausen2006]: Meinshausen, M. (2006) "What does a 2°C target mean for greenhouse gas concentrations? A brief analysis based on multi-gas emission pathways and several climate sensitivity uncertainty estimates" in H. J. Schellnhuber, et al. (eds) "An overview of 'dangerous' climate change", Cambridge University Press: Cambridge
- [Mohr2008]: Mohr, SH, Evans GM, 2008. Peak Oil: Testing Hubbert's Curve via Theoretical Modeling. Natural Resources Research. Vol 17, nº 1. pp 1-11.
- [Moritis2005]: Venezuela plans Orinoco expansions. Oil & Gas Journal; Nov 21, 2005; 103, 43; ABI/INFORM Global. Pp.54-56
- [Mork1994]: Mork KA, Olson O, Mysen HT. "Macroeconomic response to oil price increases and decreases in seven OECD countries". Energy Journal. 15(4): 19-35
- [MunichRe2005]: "Hurricanes –more intense, more frequent, more expansive". www.munichre.com
- [Mut2005]: S Mut (2005). ASPO-USA Denver Conference. Nov. 12. (conference). S Mut is CEO of the Shell Unconventional Resources Unit.
<http://www.theoildrum.com/story/2005/11/12/0150/4833#more>
- [Nail1992]: Naill, R. F., 1992. System Dynamics Model for National Energy Policy Planning, System Dynamics Review 8(1).
- [Nakicenovic1998]: International Institute for Applied Systems Analysis (1998): "Global energy perspectives". N. Nakicenovic, A. Grübler, A. McDonald Ed. Cambridge University Press.
- [Naredo1999]: JM Naredo y A. Valero (dirs): "Desarrollo económico y deterioro ecológico". Fundación Argentaria y Visor SA.
- [NEA2007]: Nuclear Energy Agency. OECD. <http://www.nea.fr/welcome.html>

- [O’Niell 2002]: O’Niell, B. C. and Oppenheimer, M.: Climate change impacts are sensitive to the concentration stabilization path, *Science*, 296, 1971–1972, 2002
- [Ockwell2008]: Ockwell, D.G. 2008. Energy and economic growth: Grounding our understanding in physical reality. *Energy Policy*, Volume 36, Issue 12, December 2008, Pages 4600-4604
- [Odum1988]: H.T.Odum (1988) 'Self-Organization, Transformity, and Information', *Science*, Vol. 242, pp. 1132-1139
- [Odum1989]: E.P. Odum (1992): “Ecología: bases científicas para un nuevo paradigma”. Vedrá
- [Oil and Gas Journal]: www.ogj.com
- [Peng2004]: S. Peng (2004): “Rice yields decline with higher night temperature from global warming”. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 6 July, pp9971-9975
- [Pimentel1993]: Pimentel, D.: 1993, *World Soil Erosion and Conservation*, Cambridge, UK, Cambridge University Press.
- [Pimentel1995]: Pimentel, D., et al., "Environmental and Economic Costs of Soil Erosion and Conservation Benefits," *Science* **267**, 1117-1123 (1995). DOI: 10.1126/science.286.5444.1477c
- [Pimentel1997]: Pimentel, D.: 1997, ‘Soil erosion’, *Environment* 39(10): 4–5.
- [Pimentel2006]: D. Pimentel: “Soil erosion: a food and environmental threat”. *Environment, Development and Sustainability* (2006) **8**: 119–137. DOI 10.1007/s10668-005-1262-8
- [Pimentel2009]: Pimentel D. et. Al. (2009): “Food versus biofuels: environmental and economic costs”. *Hum. Ecol.* DOI: 10.1007/s10745-009-9215-8
- [Prieto2006]: La tasa de retorno energético (TRE): un concepto tan importante como evasivo. www.crisisenergetica.org
- [Rahmstorf2007]: Rahmstorf S. (2007): “An semi-empirical approach to projecting sea-level rise”. *Science*, **315**, 368-370

- [Raupach2007]: Raupach MR et al. : “Global and regional drivers of accelerating CO2 emissions”.
PNAS. www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.0700609104
- [REN21-2006]: Flavin C y MH Aeck: Energy for development: the potential role of renewable energy
in meeting the Millenium development goals”. WorldWatch Institute.
- [Rettalack2005]: Rettalack, S. (2005) “Setting a long-term climate objective: A paper for the
International Climate Change
- [Reynolds1999]: Reynolds, D.B., 1999. The mineral economy: how prices and costs can falsely signal
decreasing scarcity. *Ecological Economics* 31, 155.
- [Robelius2007]: Robelius, F. 2007. Giant Oil Fields -The Highway to Oil. Giant Oil Fields and their
Importance for Future Oil Production. Acta Universitatis Upsaliensis. Digital Comprehensive
Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology . Uppsala
- [Roson2006]: Roson R y RSJ Tol (2006): “An Integrated Assessment Model of Economy-Energy-
Climate- The Model Wiagem: a comment” *The Integrated Assessment Joournal*, **6**, nº 1, 75-
82).
- [Sari2008]: Sari R, BT Ewing, U Soytaş. “The relationship between disaggregate energy consumption
and industrial production in the United States: an ARDL approach” *Energy Economics*
(2007), doi:10.1016/j.eneco.2007.10.002
- [Skinner2005]: Skinner, R., “Difficult Oil”. Oxford Institute for Energy Studies Sep 2005
- [Skrebowski2007]: Phil Hart and Chris Skrebowski (2007): “Peak oil: A detailed and transparent
analysis” Published on 30 May 2007 by *Energy Bulletin*.
<http://www.energybulletin.net/30537.html>
- [Skrebowski2008]: Skrebowski, C. 2008. Entering the foothills of peak oil. VII annual international
ASPO conference. Oct 20-21 2008. Barcelona. Spain

- [Smith2002]. J.L. Smith. Oil and the economy: introduction. *The Quaterly Review of Economics and Finance* 42 (2002) 163-168.
- [Soderbergh2005]: B Soderbergh (2005): "Canada's Oil Sands Resources and Its Future Impact on Global Oil Supply" Degree Project Master of Science Systems Engineering. Uppsala University
- [Soderbergh2006]: B Soderbergh, F Robelius, K Aleklett (2007): "A crash programme scenario for the Canadian oil sands industry" *Energy Policy* **35**: 1931–1947
- [Sousa2008]. L. Sousa 2008. "Oil exports". VII annual international ASPO conference. Oct 20-21 2008. Barcelona. Spain
- [Soytas2003]: Soytaş U, R. Sari. "Energy consumption and GDP: causality relationship in G7 countries and emerging markets. *Energy Economics* 25: 33-37
- [Spratt2008]. D. Spratt, P. Sutton. "Climate: code red". Friends of the Earth.
- [Sterman1997]: Sterman, J.D. et al. 1987. Modeling the estimations of petroleum resources in the United States. MIT. D-3887.
- [Stern2006]: Stern, N. 2006. Stern Review on the Economics of Climate Change. Disponible en www.sternreview.org.uk
- [Storm1985]: Storm 1985. Nuclear uncertainties. *Energy Policy*. June 1985, pp:253-266
- [Storm2006]: Energy from uranium. Oxford Research Group.
- [Struben2007]: Jeroen J.R. Struben, John D. Sterman. Transition challenges for alternative fuel vehicle and transportation systems. MIT Sloan Working Paper 4587-06
- [SwissRe2009]: "Natural catastrophes and man-made disasters". SIGMA (varios años). www.swissre.com
- [Tao2007]: Tao, Z., Li, M., 2007. System dynamics model of Hubbert peak for China's oil. *Energy Policy* 35 (2007) 2281–2286

[Tol2006]: Tol, R.S.J. (2006), *Integrated Assessment Modelling*, **FNU-102** Working Papers Research Unit Sustainability and Global Change. Hamburg University and Centre for Marine and Atmospheric Science.

[UN2007]: World Population Prospects. The 2006 Revision. United Nations.

[USGS]: www.usgs.gov

[Waggoner2002]: PE Waggoner, JH Ausubel (2002): "A framework for sustainability science: a renovated IPAT identity". PNAS 99(12):7860-65

[WEC2004]: Survey of energy resources. World Energy Council. Elsevier.

[WEC2007]: World Energy Council (Consejo Mundial de la Energía) "2007 Survey of Energy Resources" www.energy.org

[Wertheim2007]: Venezuela to nationalize Orinoco oil operations. Oil & Gas Journal; Jan 15, 2007; 105, 3; ABI/INFORM Global pg. 41

[Wertheim2007b]: Venezuela takes operational control of Orinoco oil fields. Oil & Gas Journal; May 7, 2007; 105, 17; ABI/INFORM Global. pg. 31-32

[WETO2003]: "World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030". Directorate-General for Research Energy. European Commission.

[Weyant2003]: Weyant JP (2003): "Integrated Environment Assessment: an overview and assessment" OECD workshop on Environment and Economic modeling, Ottawa: www.e2models.com/integrated.htm

[Wood2003]: JR Wood: "Peak oil: the looming energy crisis" Michigan Technical University Geology Department Oil Seminar 2003: <http://www.geo.mtu.edu/svl/GE3320/OIL%20SEMINAR%20jrw.ppt>

[Wood2007]: JR Wood et al. "The search for trends a global catalogue of normalized weather-related catastrophe losses". Risk Management Solutions. London UK, 2007.

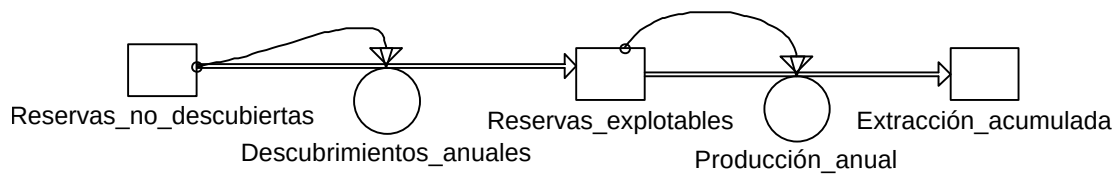
[WWI2007]: Worldwatch Institute (2007): "Biofuels for transport: global potencial and implications for sustainable energy and agricultura". Earthscan, UK. German Federal Ministry of Food, Agricultura and Consumer Protection.

[Zachariadis2007]: "Exploring the relationship between energy use and economic growth with bivariate models: new evidence from G7 countries". Energy Economics. 29: 1233-1253

[Zerta2008]: Zerta M, et al. 2008 "Alternative World Energy Outlook (AWEO) and the role of hydrogen in a changing energy landscape". Int J Hydrogen Energy (2008),
doi:10.1016/j.ijhydene.2008.01.044

ANEXO

Modelo AAA02.sim



init Extracción_acumulada = 0

flow Extracción_acumulada = +dt*Producción_anual

init Reservas_explotables = 0

flow Reservas_explotables = -dt*Producción_anual
 +dt*Descubrimientos_anuales

doc Reservas_explotables = Reservas explotables en el año inicial

init Reservas_no_descubiertas = 200

flow Reservas_no_descubiertas = -dt*Descubrimientos_anuales

doc Reservas_no_descubiertas = Reservas no conocidas en el año inicial

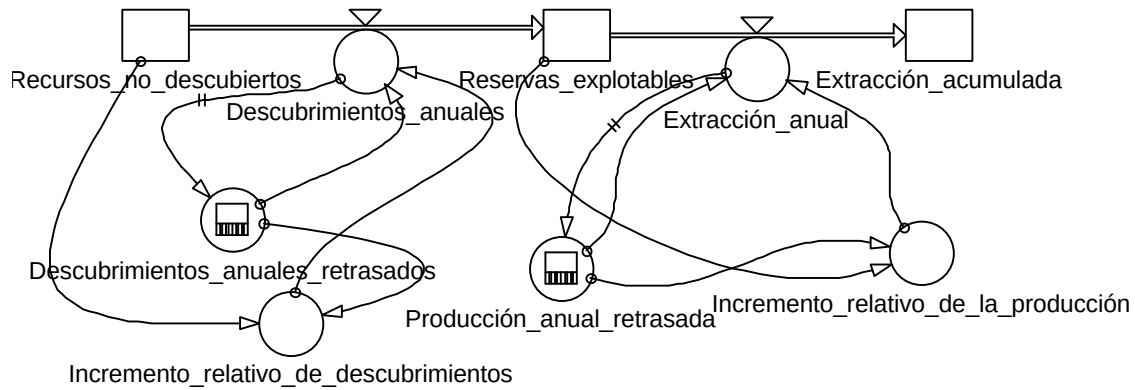
aux Descubrimientos_anuales = Reservas_no_descubiertas/75

doc Descubrimientos_anuales = tasa de descubrimientos anual

aux Producción_anual = Reservas_explotables/75

doc Producción_anual = producción o extracción anual

Modelo AAA04.sim



init Extracción_acumulada = 1

flow Extracción_acumulada = +dt*Extracción_anual

doc Extracción_acumulada = extracción acumulada (en 1902 = 1Gbarril)

init Recursos_no_descubiertos = 191

flow Recursos_no_descubiertos = -dt*Descubrimientos_anuales

doc Recursos_no_descubiertos = Reservas no conocidas (en 1902 = 192Gbarriles)

init Reservas_explotables = 8

flow Reservas_explotables = -dt*Extracción_anual +dt*Descubrimientos_anuales

doc Reservas_explotables = reservas explotables (en 1902 = 8 Gbarriles)

aux Descubrimientos_anuales =

Descubrimientos_anuales_retrasados*(1+Incremento_relativo_de_descubrimientos)

doc Descubrimientos_anuales = tasa de descubrimientos

aux Extracción_anual =

Producción_anual_retrasada*(1+Incremento_relativo_de_la_producción)

doc Extracción_anual = producción anual

aux Descubrimientos_anuales_retrasados = DELAYINF(Descubrimientos_anuales,
1,1,0.635)

doc Descubrimientos_anuales_retrasados = 0.635 se escoge para que dé una tasa de
descubrimientos en 1902 de 0,69, que fue el valor de ese año

aux Incremento_relativo_de_descubrimientos = 0.09-

3*Descubrimientos_anuales_retrasados/Recursos_no_descubiertos

doc Incremento_relativo_de_descubrimientos = 0.09 resulta de sumar el crecimiento
real de ese año (0.082) a 3*esfuerzo.El factor 3 se escoge para ajustar los descubrimientos

aux Incremento_relativo_de_la_producción = 0.12-

3*(Producción_anual_retrasada/Reservas_explotables)

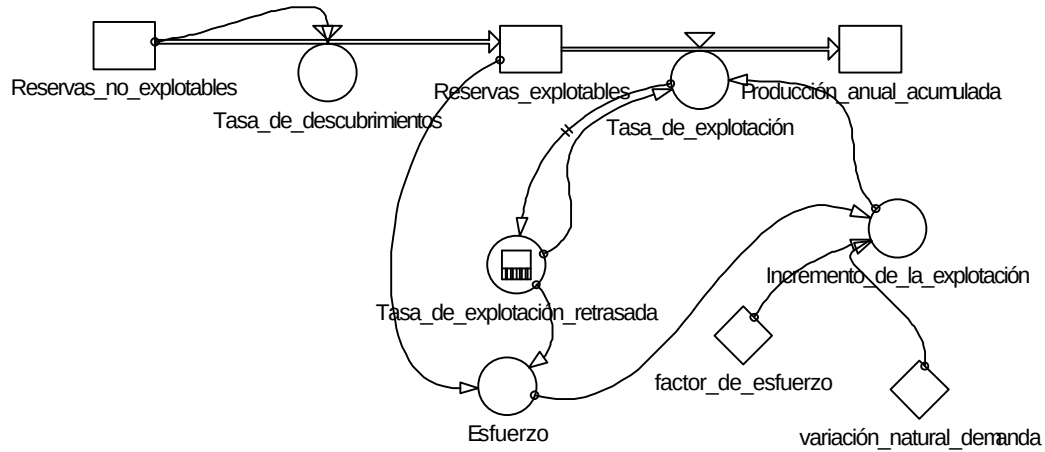
doc Incremento_relativo_de_la_producción = 0.12 es el valor que resulta de sumar

3*(Tasa prod retrasada/Reservas explo) al valor del crecimiento en 1902 que era de 0.095

aux Producción_anual_retrasada = DELAYINF(Extracción_anual, 1,1,0.063)

doc Producción_anual_retrasada = 0.063 se escoge para que de 0.069 en 1902

Mundo005.sim



init Producción_anual_acumulada = 625

flow Producción_anual_acumulada = +dt*Tasa_de_explotación

doc Producción_anual_acumulada = producción acumulada (625 en 1985)

init Reservas_explotables = 1100

flow Reservas_explotables = -dt*Tasa_de_explotación
 +dt*Tasa_de_descubrimientos

doc Reservas_explotables = Reservas explotables (en 1985 eran 1100)

init Reservas_no_explotables = 525

flow Reservas_no_explotables = -dt*Tasa_de_descubrimientos

doc Reservas_no_explotables = Reservas no conocidas (en 1985 eran 525Gbarriles)

aux Tasa_de_descubrimientos = Reservas_no_explotables*22/525

aux Tasa_de_explotación =

Tasa_de_explotación_retrasada*(1+Incremento_de_la_explotación)

aux Esfuerzo = Tasa_de_explotación_retrasada/Reservas_explotables

aux Incremento_de_la_explotación = variación_natural_demanda-
factor_de_esfuerzo*Esfuerzo

doc Incremento_de_la_explotación = 0,02 sería el crecimiento "natural" de la
producción de petróleo si no hubiera escasez (tasa de producción << Reservas), engloba
aquí el crecimiento de la demanda. Las reservas explotables iniciales (1985) son 1250Gb y
la tasa de explotación inicial es 21Gb/año, es decir que inicialmente el crecimiento natural
es restringido un 1% por la dificultad de mantener la explotación con reservas en descenso.

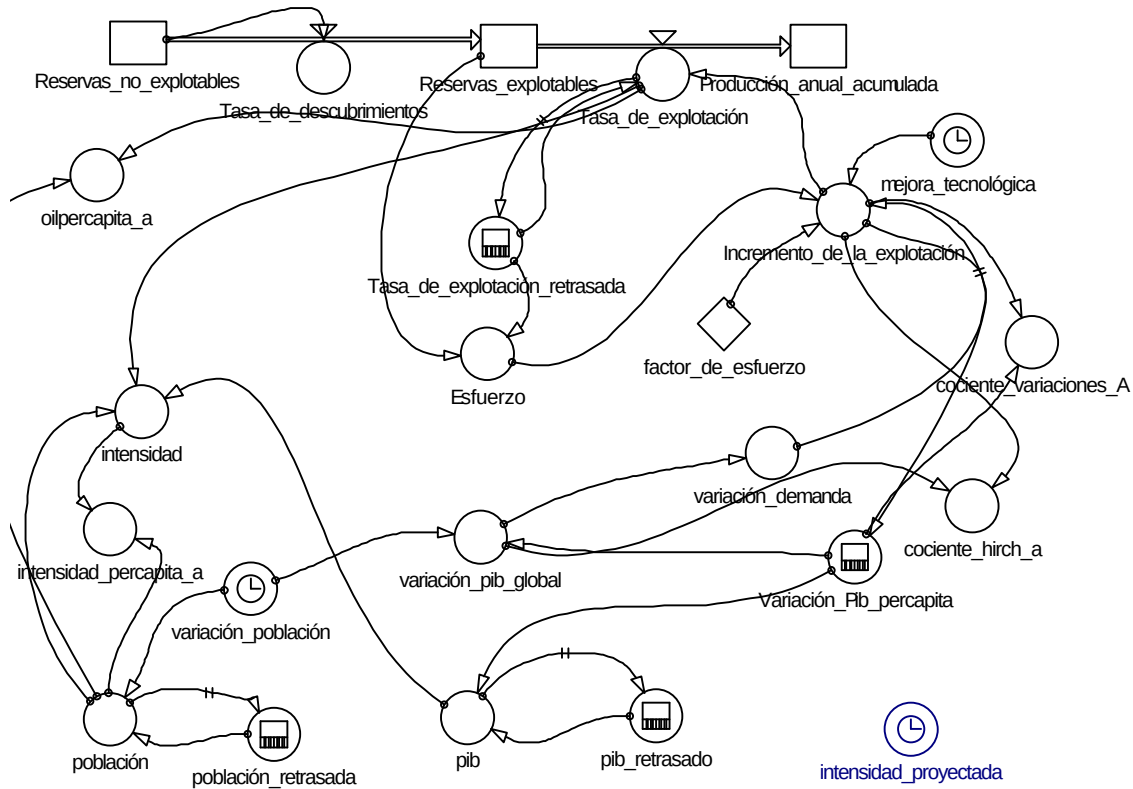
aux Tasa_de_explotación_retrasada = DELAYINF(Tasa_de_explotación, 1,1,20.6)

doc Tasa_de_explotación_retrasada = 21 fue la producción en 1985

const factor_de_esfuerzo = 0.5

const variación_natural_demanda = 0.03

MundoEG.sim



init Producción_anual_acumulada = 625

flow Producción_anual_acumulada = +dt*Tasa_de_explotación

init Reservas_explotables = 1100

flow Reservas_explotables = -dt*Tasa_de_explotación
 +dt*Tasa_de_descubrimientos

init Reservas_no_explotables = 525

flow Reservas_no_explotables = -dt*Tasa_de_descubrimientos

doc Reservas_no_explotables = Reservas no conocidas en 1985

aux Tasa_de_descubrimientos = Reservas_no_explotables*22/525

aux Tasa_de_explotación =

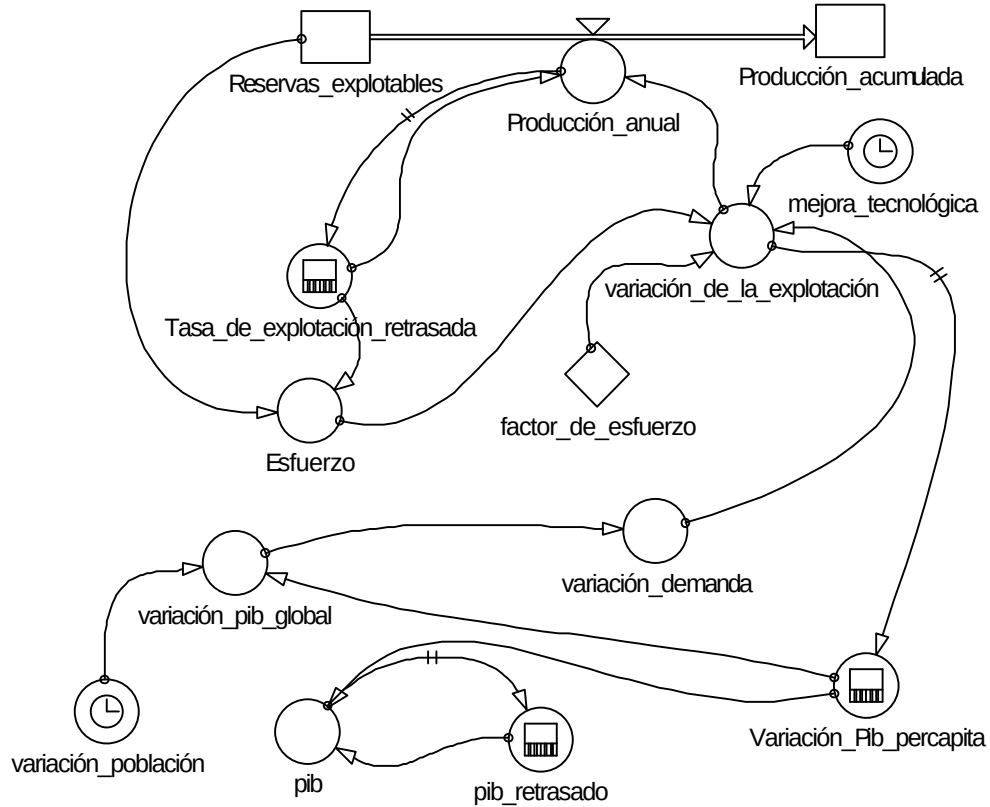
Tasa_de_explotación_retrasada*(1+Incremento_de_la_explotación)


```

aux    cociente_hirch_a = variación_pib_global/Incremento_de_la_explotación
aux    cociente_variaciones_A = Variación_Pib_percapita/Incremento_de_la_explotación
aux    Esfuerzo = Tasa_de_explotación_retrasada/Reservas_explotables
aux    Incremento_de_la_explotación = variación_demanda-
factor_de_esfuerzo*Esfuerzo+mejora_tecnológica
aux    intensidad = Tasa_de_explotación/(pib*población)
aux    intensidad_percapita_a = intensidad*población
aux    intensidad_proyectada = IF(TIME<10,0.00427*EXP(-
0.015*(TIME+20)),0.0032*EXP(-0.006*(TIME+20)))
aux    mejora_tecnológica = 0.0012*(TIME+20)
aux    oilpercapita_a = Tasa_de_explotación/población
aux    pib = pib_retrasado*(1+Variación_Pib_percapita)
aux    pib_retrasado = DELAYINF(pib, 1,1,.97)
aux    población = (1+variación_población)*población_retrasada
aux    población_retrasada = DELAYINF(población,1,1,4844)
aux    Tasa_de_explotación_retrasada = DELAYINF(Tasa_de_explotación, 1,1,20.6)
doc    Tasa_de_explotación_retrasada = 20 es la producción en 1985
aux    variación_demanda = variación_pib_global
aux    variación_pib_global = Variación_Pib_percapita+variación_población
aux    Variación_Pib_percapita = DELAYINF(Incremento_de_la_explotación,1,1,0.03)
doc    Variación_Pib_percapita = Aquí hay que poner la función de correlación entre
variación de la producción de petróleo y la variación del pib percápita
aux    variación_población = 0.01*1.1316*EXP(-0.0218*TIME)
const  factor_de_esfuerzo = 1.1

```

ALL2B.sim



init Producción_acumulada = 255

flow Producción_acumulada = +dt*Producción_anual

init Reservas_explotables = 1150

flow Reservas_explotables = -dt*Producción_anual

doc Reservas_explotables = Reservas explotables en Gtoe, en 1985 eran 1150

aux Producción_anual =

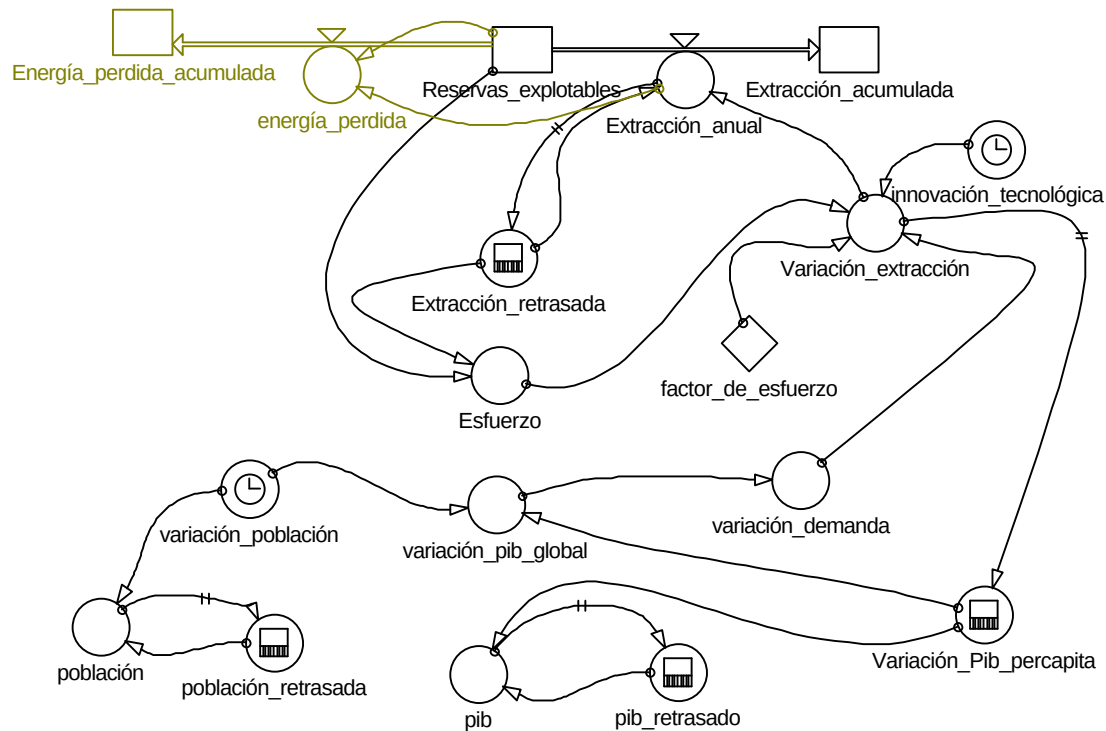
Tasa_de_explotación_retrasada*(1+variación_de_la_explotación)

aux Esfuerzo = Tasa_de_explotación_retrasada/Reservas_explotables

aux mejora_tecnológica = MIN(0.0012*(TIME+20),0.04)

```
aux    pib = pib_retrasado*(1+Variación_Pib_percapita)
aux    pib_retrasado = DELAYINF(pib, 1,1,.97)
aux    Tasa_de_explotación_retrasada = DELAYINF(Producción_anual, 1,1,6.53)
doc    Tasa_de_explotación_retrasada = 6,7 es la producción en 1985
aux    variación_de_la_explotación = variación_demanda-
factor_de_esfuerzo*Esfuerzo+mejora_tecnológica
aux    variación_demanda = variación_pib_global
aux    variación_pib_global = Variación_Pib_percapita+variación_población
aux    Variación_Pib_percapita =
DELAYINF(variación_de_la_explotación,1,1,0.03)*0.75+0.004
doc    Variación_Pib_percapita = Aquí hay que poner la función de correlación entre
variación de la producción de petróleo y la variación del pib percápita
aux    variación_población = 0.01*1.1316*EXP(-0.0218*TIME)
const  factor_de_esfuerzo = 3.45
```

Modelo AAA09.sim



init Energía_perdida_acumulada = 0

flow Energía_perdida_acumulada = +dt*energía_perdida

init Extracción_acumulada = 255

flow Extracción_acumulada = +dt*Extracción_anual

init Reservas_explotables = 1035

flow Reservas_explotables = -dt*energía_perdida
 -dt*Extracción_anual

doc Reservas_explotables = Reservas explotables en 1985? Revisar

aux energía_perdida = Extracción_anual/Reservas_explotables

doc energía_perdida = Se toma proporcional a la extracción anual e inversamente proporcional a las reservas, la constante de proporcionalidad es en este caso 1, de tal forma que se pierda un total de unas 200Gtoe al final del proceso extractivo

aux Extracción_anual = Extracción_retrasada*(1+Variación_extracción)

aux Esfuerzo = Extracción_retrasada/Reservas_explotables

aux Extracción_retrasada = DELAYINF(Extracción_anual, 1,1,6.55)

doc Extracción_retrasada = 20 es la producción en 1985

aux innovación_tecnológica = 0.00122*(TIME+20)

aux pib = pib_retrasado*(1+Variación_Pib_percapita)

aux pib_retrasado = DELAYINF(pib, 1,1,.97)

aux población = (1+variación_población)*población_retrasada

aux población_retrasada = DELAYINF(población,1,1,4844)

aux variación_demanda = variación_pib_global

aux Variación_extracción = variación_demanda-

factor_de_esfuerzo*Esfuerzo+innovación_tecnológica

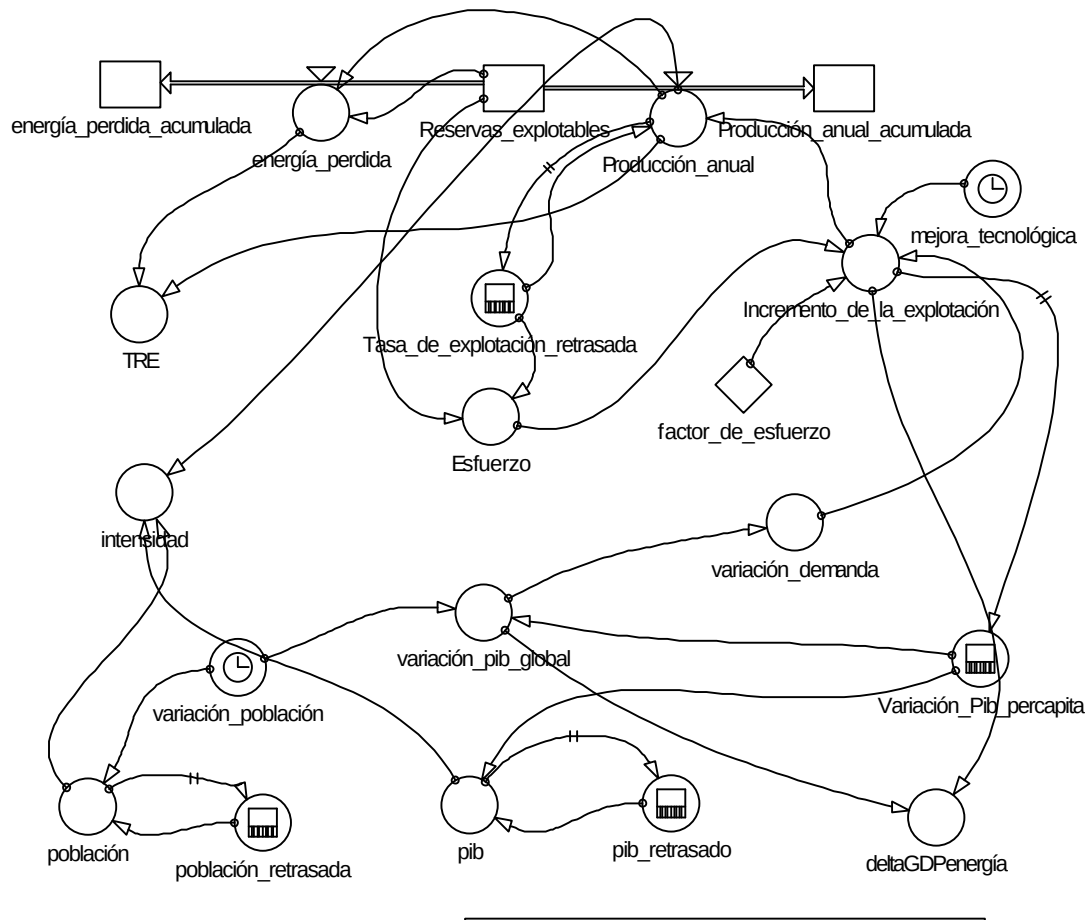
aux variación_pib_global = Variación_Pib_percapita+variación_población

aux Variación_Pib_percapita = DELAYINF(Variación_extracción,1,1,0.03)

aux variación_población = 0.01*1.1316*EXP(-0.0218*TIME)

const factor_de_esfuerzo = 3.2

Modelo ALLATRE1.sim



```
init  energía_perdida_acumulada = 0
```

```
flow  energía_perdida_acumulada = +dt*energía_perdida
```

```
init  Producción_anual_acumulada = 255
```

```
flow  Producción_anual_acumulada = +dt*Producción_anual
```

```
init  Reservas_explotables = 1150
```

```
flow  Reservas_explotables = -dt*energía_perdida
      -dt*Producción_anual
```

```
aux   energía_perdida = 150*Producción_anual/(5+Reservas_explotables)
```

doc energía_perdida = Se escogen los parámetros de ajuste (150 y 5) para que al final del proceso se pierda algo más de 200Gtoe y que la TRE inicial se aproxime a un valor realista, que se toma aquí como aproximadamente 7,5

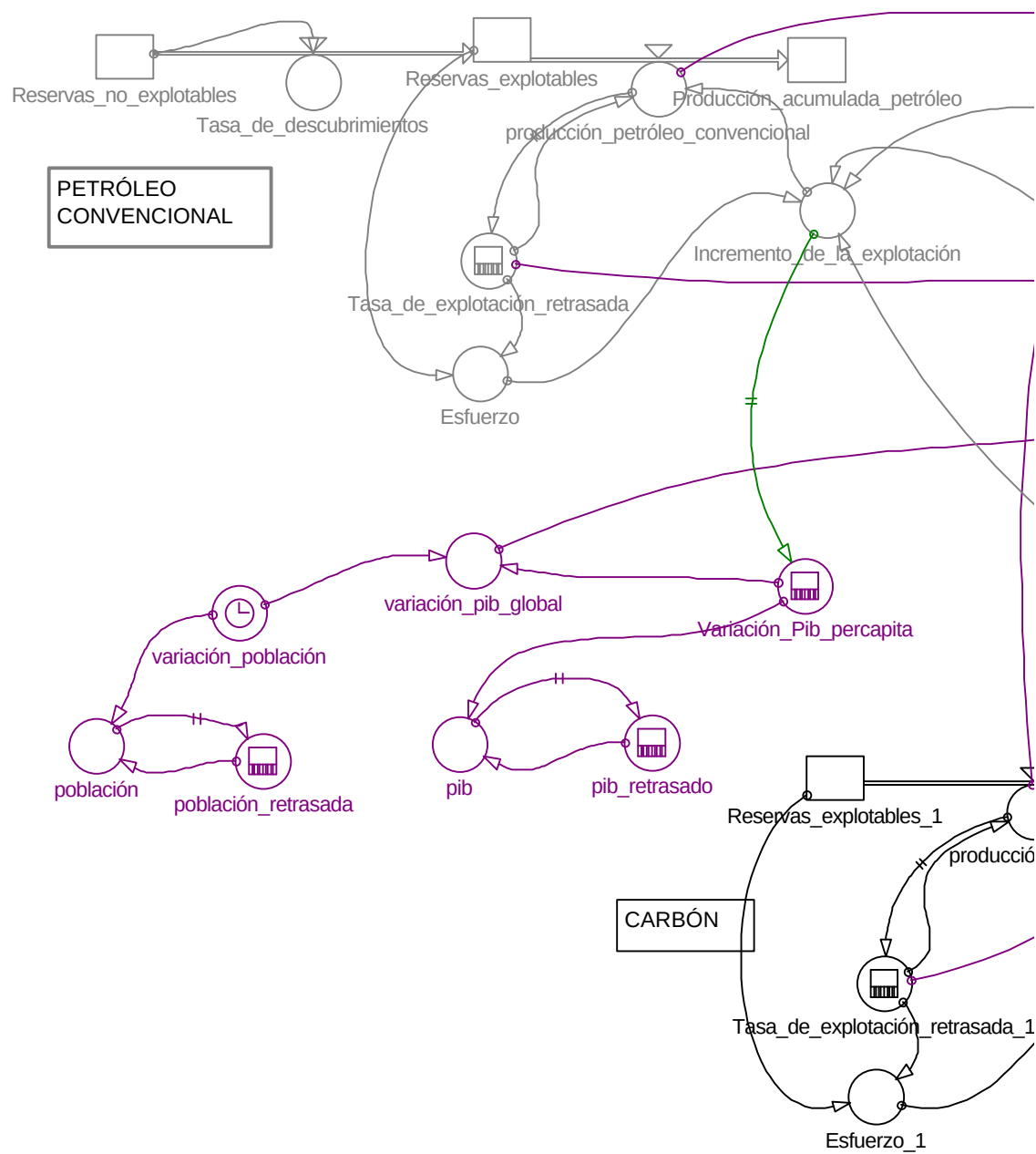
```

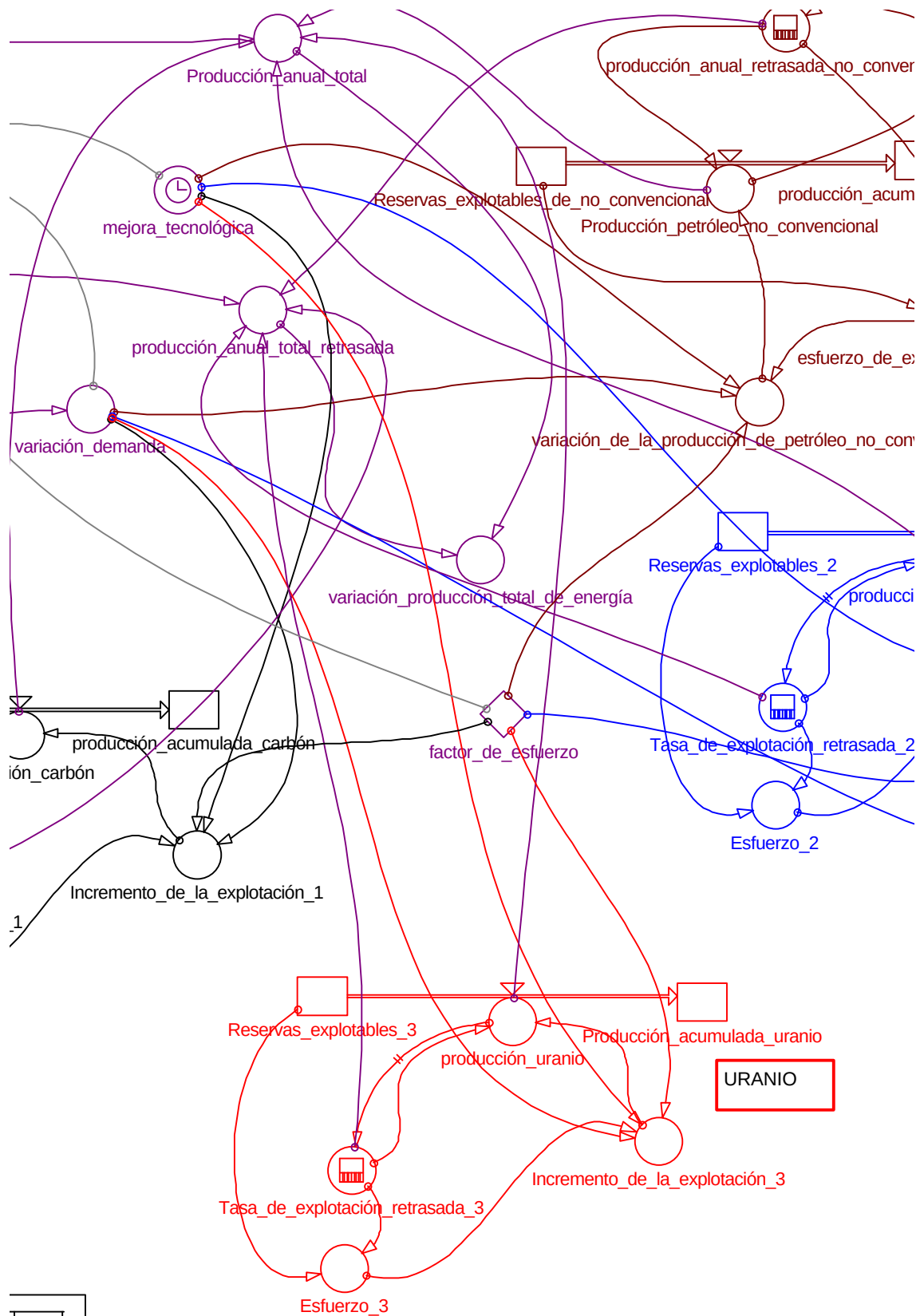
aux    Producción_anual =
Tasa_de_explotación_retrasada*(1+Incremento_de_la_explotación)
aux    deltaGDPenergía = variación_pib_global/Incremento_de_la_explotación
doc    deltaGDPenergía = Según Hirsch la variación GDP / variación oil cuando son
positivas vale 2,5 (2.3 según mis datos). Y vale 06-0.7 para estados unidos cuando son
negativas. El cociente que hallamos es precisamente eso
aux    Esfuerzo = Tasa_de_explotación_retrasada/Reservas_explotables
aux    Incremento_de_la_explotación = variación_demanda-
factor_de_esfuerzo*Esfuerzo+mejora_tecnológica
aux    intensidad = Producción_anual/(pib*población)
aux    mejora_tecnológica = MIN(0.0011*(TIME+20),0.04)
aux    pib = pib_retrasado*(1+Variación_Pib_percapita)
aux    pib_retrasado = DELAYINF(pib, 1,1,.97)
aux    población = (1+variación_población)*población_retrasada
aux    población_retrasada = DELAYINF(población,1,1,4844)
aux    Tasa_de_explotación_retrasada = DELAYINF(Producción_anual, 1,1,6.55)
doc    Tasa_de_explotación_retrasada = 20 es la producción en 1985
aux    TRE = Producción_anual/energía_perdida
aux    variación_demanda = variación_pib_global
aux    variación_pib_global = Variación_Pib_percapita+variación_población
aux    Variación_Pib_percapita = DELAYINF(Incremento_de_la_explotación,1,1,0.03)
aux    variación_población = 0.01*1.1316*EXP(-0.0218*TIME)
const factor_de_esfuerzo = 3.4

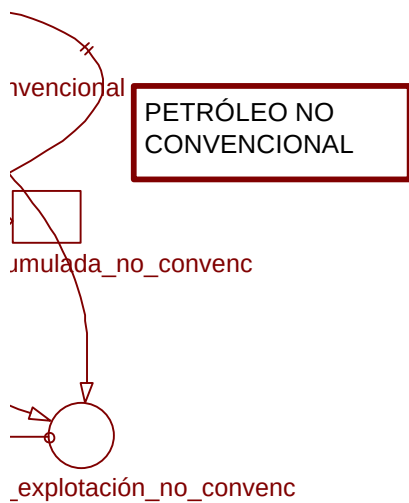
```

Modelo

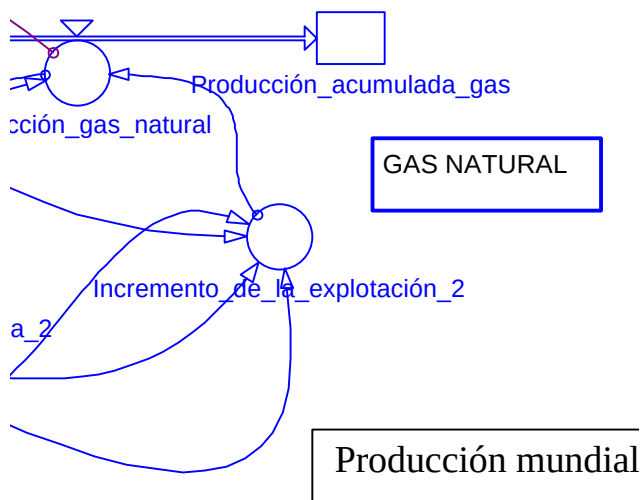
AAA10.sim







Producción_petróleo_no_convencional



init producción_acumulada_carbón = 832

flow producción_acumulada_carbón = +dt*producción_carbón

init Producción_acumulada_gas = 253

flow Producción_acumulada_gas = +dt*producción_gas_natural

init producción_acumulada_no_convencional = 0

flow producción_acumulada_no_convencional = +dt*Producción_petróleo_no_convencional

init Producción_acumulada_petróleo = 625

flow Producción_acumulada_petróleo = +dt*producción_petróleo_convencional

```
init    Producción_acumulada_uranio = 400

flow    Producción_acumulada_uranio = +dt*producción_uranio

init    Reservas_explotables = 1100

flow    Reservas_explotables = -dt*producción_petróleo_convencional
        +dt*Tasa_de_descubrimientos

doc     Reservas_explotables = Reservas explotables de petróleo convencional

init    Reservas_explotables_1 = 3600

flow    Reservas_explotables_1 = -dt*producción_carbón

doc     Reservas_explotables_1 = Reservas explotables, no se considera carbón explotable
por descubrir

init    Reservas_explotables_2 = 1620

flow    Reservas_explotables_2 = -dt*producción_gas_natural

doc     Reservas_explotables_2 = Reservas explotables de gas natural

init    Reservas_explotables_3 = 725

flow    Reservas_explotables_3 = -dt*producción_uranio

doc     Reservas_explotables_3 = Reservas explotables, no se considera uranio explotable
por descubrir

init    Reservas_explotables_de_no_convencional = 750

flow    Reservas_explotables_de_no_convencional = -
dt*Producción_petróleo_no_convencional

init    Reservas_no_explotables = 525

flow    Reservas_no_explotables = -dt*Tasa_de_descubrimientos

doc     Reservas_no_explotables = Reservas no conocidas de petróleo convencional

aux     producción_carbón =
Tasa_de_explotación_retrasada_1*(1+Incremento_de_la_explotación_1)
```

aux producción_gas_natural =

Tasa_de_explotación_retrasada_2*(1+Incremento_de_la_explotación_2)

aux producción_petróleo_convencional =

Tasa_de_explotación_retrasada*(1+Incremento_de_la_explotación)

aux Producción_petróleo_no_convencional =

producción_anual_retrasada_no_convencional*(1+variación_de_la_producción_de_petróleo_no_convencional)

aux producción_uranio =

Tasa_de_explotación_retrasada_3*(1+Incremento_de_la_explotación_3)

aux Tasa_de_descubrimientos = Reservas_no_explotables*22/525

aux Esfuerzo = Tasa_de_explotación_retrasada/Reservas_explotables

aux Esfuerzo_1 = Tasa_de_explotación_retrasada_1/Reservas_explotables_1

aux Esfuerzo_2 = Tasa_de_explotación_retrasada_2/Reservas_explotables_2

aux Esfuerzo_3 = Tasa_de_explotación_retrasada_3/Reservas_explotables_3

aux esfuerzo_de_explotación_no_convenc =

producción_anual_retrasada_no_convencional/Reservas_explotables_de_no_convencional

aux Incremento_de_la_explotación = variación_demanda-

factor_de_esfuerzo*Esfuerzo*0.99+mejora_tecnológica

doc Incremento_de_la_explotación = Se escoge el factor de esfuerzo 0,99 para que

ajuste la curva de extracción del petróleo al periodo 1985-2005

aux Incremento_de_la_explotación_1 = variación_demanda-

4.5*factor_de_esfuerzo*Esfuerzo_1+mejora_tecnológica

doc Incremento_de_la_explotación_1 = factor de esfuerzo 4,5 tomado para que ajuste la

extracción de carbón al periodo 1985-2005

aux Incremento_de_la_explotación_2 = variación_demanda-
factor_de_esfuerzo*Esfuerzo_2*2+mejora_tecnológica

doc Incremento_de_la_explotación_2 = el factor 2 se toma para que ajuste la
producción de gas natural al periodo 1985-2005

aux Incremento_de_la_explotación_3 = variación_demanda+mejora_tecnológica-
Esfuerzo_3*factor_de_esfuerzo*1.4

doc Incremento_de_la_explotación_3 = el factor 1,4 se toma para que ajuste la
producción de uranio al periodo 1985-2005

aux mejora_tecnológica = MIN(0.0011*(TIME+20),0.04)

doc mejora_tecnológica = el factor 0,011 se toma para que ajusten las producciones de
las distintas fuentes de energía y el pib per cápita al periodo 1985-2005. Se considera como
techo de la mejora tecnológica un 4% anual.

aux pib = pib_retrasado*(1+Variación_Pib_percapita)

aux pib_retrasado = DELAYINF(pib, 1,1,.97)

aux población = (1+variación_población)*población_retrasada

aux población_retrasada = DELAYINF(población,1,1,4844)

aux producción_anual_retrasada_no_convencional =

DELAYINF(Producción_petróleo_no_convencional, 1,1,0.4)

aux Producción_anual_total =

producción_petróleo_convencional+Producción_petróleo_no_convencional+producción_c
arbón+producción_gas_natural+producción_uranio

aux producción_anual_total_retrasada =

Tasa_de_explotación_retrasada_1+Tasa_de_explotación_retrasada+producción_anual_retr
asada_no_convencional+Tasa_de_explotación_retrasada_2+Tasa_de_explotación_retrasad
a_3

aux Tasa_de_explotación_retrasada = DELAYINF(producción_petróleo_convencional,
1,1,20.6)

aux Tasa_de_explotación_retrasada_1 = DELAYINF(producción_carbón, 1,1,15.1)

aux Tasa_de_explotación_retrasada_2 = DELAYINF(producción_gas_natural,
1,1,10.9)

aux Tasa_de_explotación_retrasada_3 = DELAYINF(producción_uranio, 1,1,2.42)

aux variación_de_la_producción_de_petróleo_no_convencional = variación_demanda-
2*factor_de_esfuerzo*esfuerzo_de_explotación_no_convenc+mejora_tecnológica

doc variación_de_la_producción_de_petróleo_no_convencional = el factor de esfuerzo
2 se toma para que la producción de petróleo no convencional se ajuste al periodo 1985-
2005

aux variación_demanda = variación_pib_global

aux variación_pib_global = Variación_Pib_percapita+variación_población

aux Variación_Pib_percapita = DELAYINF(Incremento_de_la_explotación,1,1,0.03)

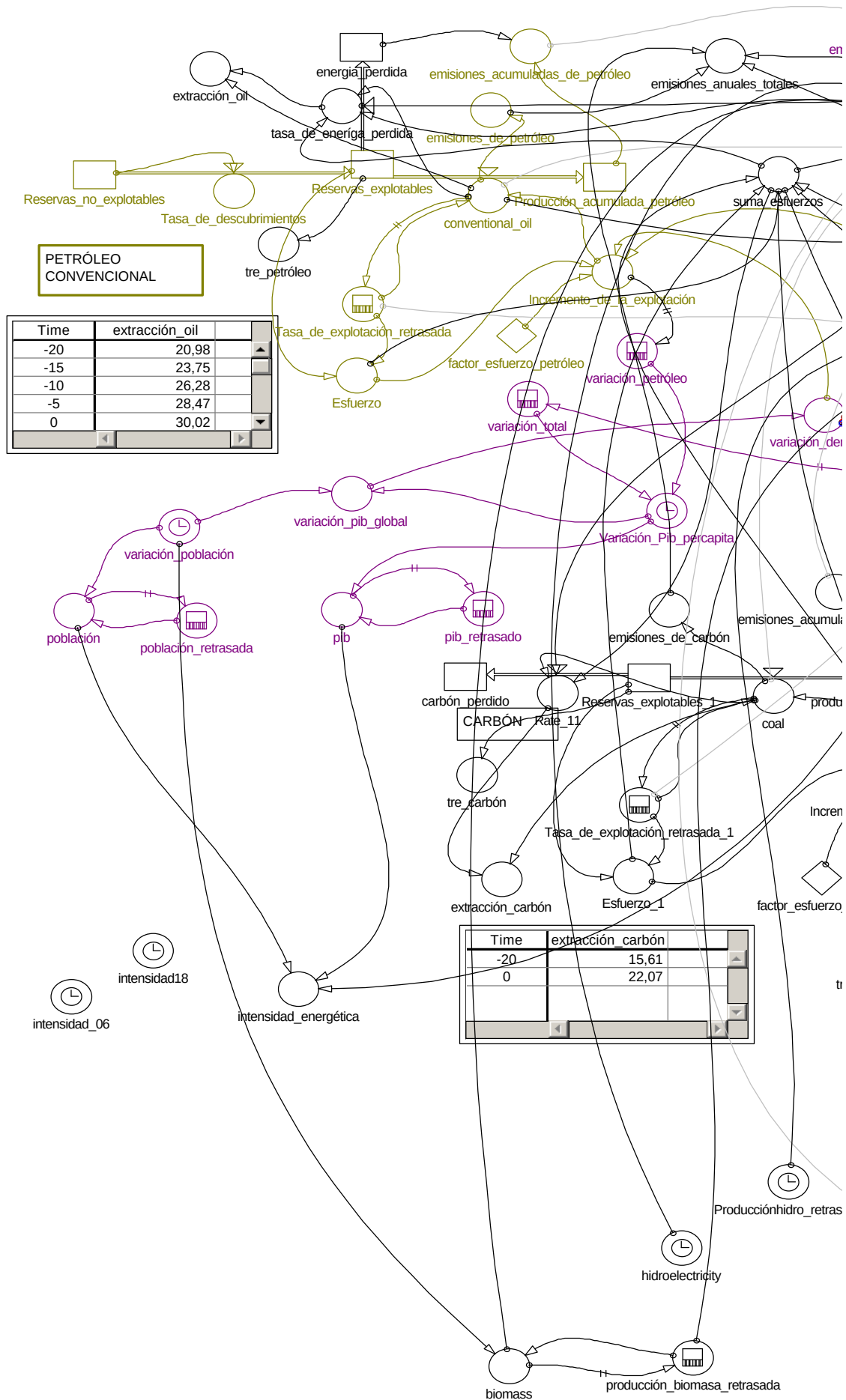
aux variación_población = $0.01 * 1.1316 * \text{EXP}(-0.0218 * \text{TIME})$

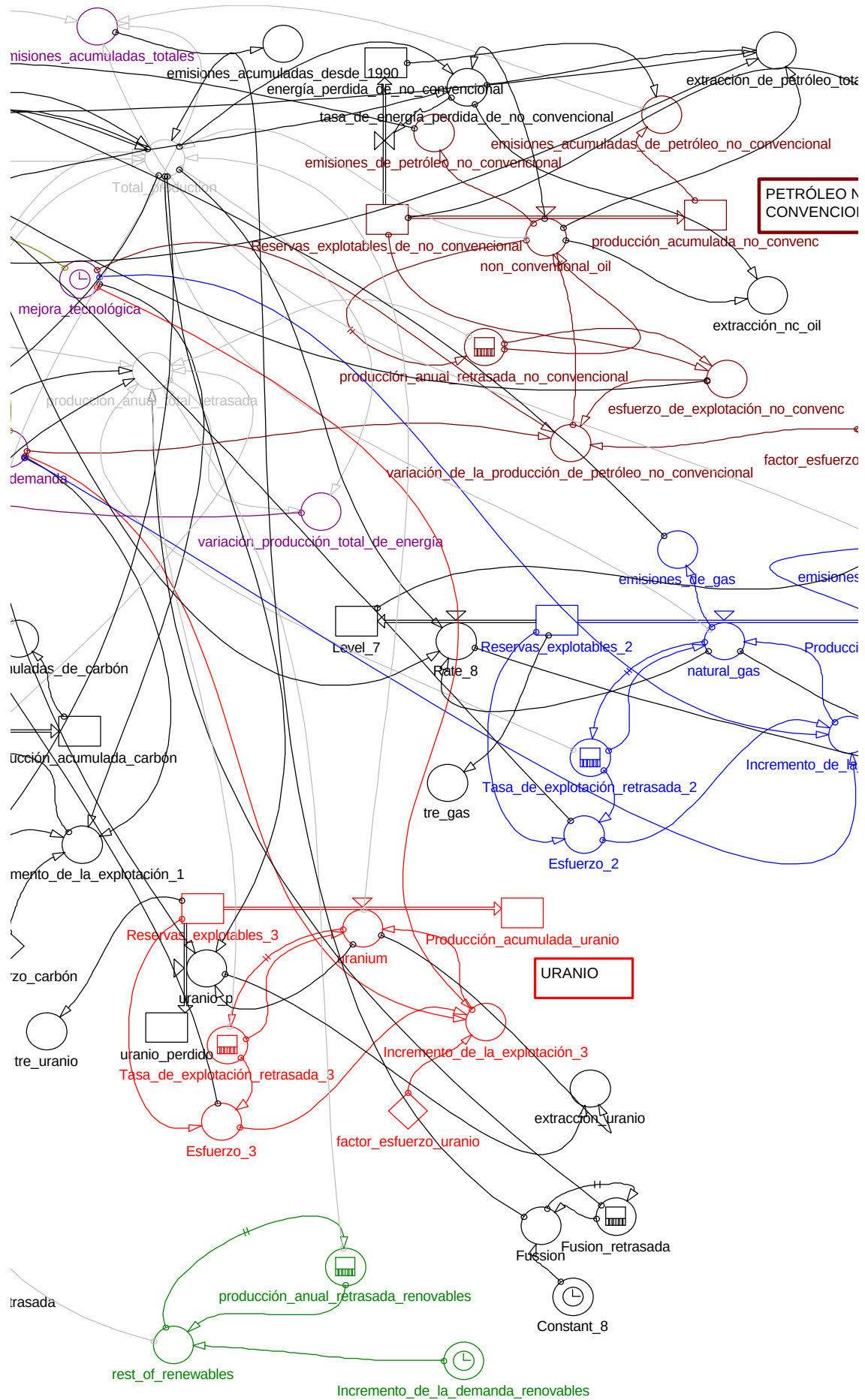
aux variación_producción_total_de_energía =
 $\text{LN}(\text{Producción_anual_total} / \text{producción_anual_total_retrasada})$

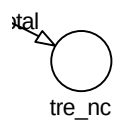
doc variación_producción_total_de_energía = Hay que pesar los incrementos
relativamente a su peso en el total consumido

const factor_de_esfuerzo = 1.05

Modelo AAA15.sim







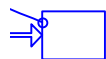
NO
ONAL



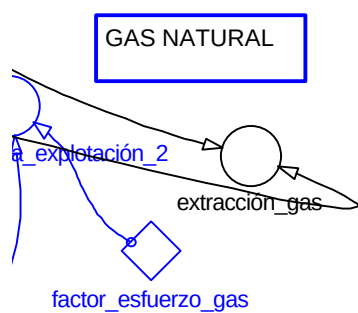
o_no_convencionales



s_acumuladas_de_gas



ción_acumulada_gas



init carbón_perdido = 0

flow carbón_perdido = +dt*Rate_11

init energía_perdida = 0

flow energía_perdida = +dt*tasa_de_eneríga_perdida

init energía_perdida_de_no_convencional = 0

```
flow  energía_perdida_de_no_convencional =  
+dt*tasa_de_energía_perdida_de_no_convencional  
  
init  Level_7 = 0  
  
flow  Level_7 = +dt*Rate_8  
  
init  producción_acumulada_carbón = 832  
  
flow  producción_acumulada_carbón = +dt*coal  
  
init  Producción_acumulada_gas = 253  
  
flow  Producción_acumulada_gas = +dt*natural_gas  
  
init  producción_acumulada_no_convenc = 0  
  
flow  producción_acumulada_no_convenc = +dt*non_conventional_oil  
  
init  Producción_acumulada_petróleo = 625  
  
flow  Producción_acumulada_petróleo = +dt*conventional_oil  
  
init  Producción_acumulada_uranio = 400  
  
flow  Producción_acumulada_uranio = +dt*uranium  
  
init  Reservas_explotables = 1100  
  
flow  Reservas_explotables = -dt*tasa_de_energía_perdida  
      -dt*conventional_oil  
      +dt*Tasa_de_descubrimientos  
  
doc  Reservas_explotables = Reservas explotables de petróleo convencional  
  
init  Reservas_explotables_1 = 3500  
  
flow  Reservas_explotables_1 = -dt*Rate_11  
      -dt*coal  
  
init  Reservas_explotables_2 = 1620  
  
flow  Reservas_explotables_2 = -dt*Rate_8  
      -dt*natural_gas
```

```

init   Reservas_explotables_3 = 725

flow   Reservas_explotables_3 = -dt*uranio_p
      -dt*uranium

init   Reservas_explotables_de_no_convencional = 750

flow   Reservas_explotables_de_no_convencional = -
dt*tasa_de_energía_perdida_de_no_convencional
      -dt*non_conventional_oil

init   Reservas_no_explotables = 525

flow   Reservas_no_explotables = -dt*Tasa_de_descubrimientos

doc    Reservas_no_explotables = Reservas explotables no conocidas de petróleo
convencional

init   uranio_perdido = 0

flow   uranio_perdido = +dt*uranio_p

aux    coal = Tasa_de_explotación_retrasada_1*(1+Incremento_de_la_explotación_1)

aux    conventional_oil =
Tasa_de_explotación_retrasada*(1+Incremento_de_la_explotación)

doc    conventional_oil = produccion anual de petróleo convencional

aux    natural_gas =
Tasa_de_explotación_retrasada_2*(1+Incremento_de_la_explotación_2)

aux    non_conventional_oil =
producción_anual_retrasada_no_convencional*(1+variación_de_la_producción_de_petróle
o_no_convencional)

aux    Rate_11 = 35*coal*suma_esfuerzos/Total_production+0.05*coal

aux    Rate_8 = 100*natural_gas*suma_esfuerzos/Total_production+0.04*natural_gas

aux    Tasa_de_descubrimientos = Reservas_no_explotables*22/525

```

```
aux  tasa_de_energía_perdida_de_no_convencional =
200*non_conventional_oil*suma_esfuerzos/Total_production+0.04*non_conventional_oil
```

```
aux  tasa_de_energía_perdida =
75*conventional_oil*suma_esfuerzos/Total_production+0.06*conventional_oil
```

doc tasa_de_energía_perdida = energía perdida de petróleo convencional para producir el resto de energías. Los factores 75 y 0,06 se toman para que la TRE inicial sea creíble y la energía final perdida se ajuste aproximadamente a los cálculos hechos en el capítulo: bases de las hipótesis.

```
aux  uranio_p = 150*uranium*suma_esfuerzos/Total_production+0.05*uranium
```

```
aux  uranium = Tasa_de_explotación_retrasada_3*(1+Incremento_de_la_explotación_3)
```

```
aux  biomass = producción_biomasa_retrasada*(1+variación_población)
```

```
aux  Constant_8 = IF (TIME>20,0.2-0.0019*TIME,0)
```

```
doc  Constant_8 = crecimiento de energía "fussion"
```

```
aux  emisiones_acumuladas_de_carbón =
1.31*producción_acumulada_carbón*0.9865/7.5
```

```
aux  emisiones_acumuladas_de_gas =
0.75*(Level_7+Producción_acumulada_gas)*0.9865/7.5
```

doc emisiones_acumuladas_de_gas = 0,75 es el factor de emision de gases respecto al petróloe convencional

```
aux  emisiones_acumuladas_de_petróleo =
(Producción_acumulada_petróleo+energia_perdida)*0.9865/7.5
```

doc emisiones_acumuladas_de_petróleo = Ver emisiones de petróleo para los factores empleados

aux emisiones_acumuladas_de_petróleo_no_convencional =
 $1.25 * (\text{producción_acumulada_no_convenc} + \text{energía_perdida_de_no_convencional}) * 0.9865 / 7.5$

aux emisiones_acumuladas_desde_1990 = emisiones_acumuladas_totales - 287

aux emisiones_acumuladas_totales =
 emisiones_acumuladas_de_carbón + emisiones_acumuladas_de_gas + emisiones_acumuladas_de_petróleo + emisiones_acumuladas_de_petróleo_no_convencional

aux emisiones_anuales_totales =
 emisiones_de_carbón + emisiones_de_gas + emisiones_de_petróleo + emisiones_de_petróleo_no_convencional

aux emisiones_de_carbón = $1.31 * \text{coal} * 0.9865 / 7.5$

doc emisiones_de_carbón = 1,31 es el factor de emisiones de gases respecto al petróleo convencional

aux emisiones_de_gas = $0.75 * \text{natural_gas} * 0.9865 / 7.5$

aux emisiones_de_petróleo = $\text{conventional_oil} * 0.9865 / 7.5$

doc emisiones_de_petróleo = El factor 0,9865 hace que las emisiones equivalgan a 22gCe/MJ. 7,5 es el factor de conversión de toe a barril, 7,5 barriles son una tonelada equivalente de petróleo

aux emisiones_de_petróleo_no_convencional = $1.25 * \text{non_conventional_oil} * 0.9865 / 7.5$

doc emisiones_de_petróleo_no_convencional = El factor 1,25 es el factor a mayores respecto al convencional.

aux Esfuerzo = $\text{Tasa_de_explotación_retrasada} / \text{Reservas_explotables}$

aux Esfuerzo_1 = $\text{Tasa_de_explotación_retrasada_1} / \text{Reservas_explotables_1}$

aux Esfuerzo_2 = $\text{Tasa_de_explotación_retrasada_2} / \text{Reservas_explotables_2}$

aux Esfuerzo_3 = $\text{Tasa_de_explotación_retrasada_3} / \text{Reservas_explotables_3}$

```
aux    esfuerzo_de_explotación_no_convenc =  
producción_anual_retrasada_no_convencional/Reservas_explotables_de_no_convencional  
aux    extracción_carbón = coal+Rate_11  
aux    extracción_de_petróleo_total =  
conventional_oil+non_conventional_oil+tasa_de_energía_perdida+tasa_de_energía_perdid  
a_de_no_convencional  
aux    extracción_gas = natural_gas+Rate_8  
aux    extracción_nc_oil =  
non_conventional_oil+tasa_de_energía_perdida_de_no_convencional  
aux    extracción_oil = tasa_de_energía_perdida+conventional_oil  
aux    extracción_uranio = uranium+uranio_p  
aux    Fusion_retrasada = DELAYINF(Fussion, 1,1,0.06)  
aux    Fussion = Fusion_retrasada*(1+Constant_8)  
aux    hidroelectricity = 1.8122+0.0281*TIME  
aux    Incremento_de_la_demanda_renovables = IF (TIME <0, 0.075, MAX (0, 0.18-  
0.00266*TIME))  
aux    Incremento_de_la_explotación = variación_demanda-  
factor_esfuerzo_petróleo*Esfuerzo+mejora_tecnológica  
aux    Incremento_de_la_explotación_1 = variación_demanda-  
factor_esfuerzo_carbón*Esfuerzo_1+mejora_tecnológica  
aux    Incremento_de_la_explotación_2 = variación_demanda-  
factor_esfuerzo_gas*Esfuerzo_2+mejora_tecnológica  
aux    Incremento_de_la_explotación_3 = variación_demanda+mejora_tecnológica-  
Esfuerzo_3*factor_esfuerzo_uranio  
aux    intensidad_06 = 0.011*EXP(-0.006*(TIME+20))
```

aux intensidad_energética = Total_production/(pib*población)

doc intensidad_energética = EL IIASA escenarios proyectan una intensidad que cae entre el 0,6% y el 1,8% anual a lo largo del siglo XXI. Los escenarios más pesimistas del IIASA de renta per cápita son el doble que los de este modelo (el SERS maneja unos pocos más pesimistas que este modelo).

aux intensidad18 = 0.011*EXP(-0.018*(TIME+20))

aux mejora_tecnológica = MIN(0.00098*(TIME+20),0.03)

aux pib = pib_retrasado*(1+Variación_Pib_percapita)

aux pib_retrasado = DELAYINF(pib, 1,1,.97)

aux población = (1+variación_población)*población_retrasada

aux población_retrasada = DELAYINF(población,1,1,4844)

aux producción_anual_retrasada_no_convencional =

DELAYINF(non_conventional_oil, 1,1,0.35)

aux producción_anual_retrasada_renovables = DELAYINF(rest_of_renewables,
1,1,0.051)

aux producción_anual_total_retrasada =

Tasa_de_explotación_retrasada_1+Tasa_de_explotación_retrasada+producción_anual_retrasada_no_convencional+Tasa_de_explotación_retrasada_2+Tasa_de_explotación_retrasada_3+producción_anual_retrasada_renovables+producción_biomasa_retrasada+Producción hidro_retrasada+Fusion_retrasada

aux producción_biomasa_retrasada = DELAYINF(biomass, 1,1,5.8)

aux Producciónhidro_retrasada = 1.8122+0.0281*(TIME-1)

aux rest_of_renewables =

producción_anual_retrasada_renovables*(1+Incremento_de_la_demanda_renovables)


```

aux    suma_esfuerzos =
Esfuerzo+Esfuerzo_1+Esfuerzo_2+Esfuerzo_3+esfuerzo_de_explotación_no_convenc
aux    Tasa_de_explotación_retrasada = DELAYINF(conventional_oil, 1,1,18.5)
aux    Tasa_de_explotación_retrasada_1 = DELAYINF(coal, 1,1,14.2)
aux    Tasa_de_explotación_retrasada_2 = DELAYINF(natural_gas, 1,1,10)
aux    Tasa_de_explotación_retrasada_3 = DELAYINF(uranium, 1,1,2.12)
aux    Total_production =
conventional_oil+non_conventional_oil+coal+natural_gas+uranium+rest_of_renewables+
biomass+hidroelectricity+Fussion
aux    tre_carbón = Reservas_explotables_1/(35+.05*Reservas_explotables_1)
aux    tre_gas = Reservas_explotables_2/(100+.04*Reservas_explotables_2)
aux    tre_nc =
Reservas_explotables_de_no_convencional/(200+0.04*Reservas_explotables_de_no_conv
encional)
aux    tre_petróleo = Reservas_explotables/(75+.06*Reservas_explotables)
aux    tre_uranio = Reservas_explotables_3/(150+0.05*Reservas_explotables_3)
aux    variación_de_la_producción_de_petróleo_no_convencional = variación_demanda-
factor_esfuerzo_no_convencionales*esfuerzo_de_explotación_no_convenc+mejora_tecnol
ógica
aux    variación_demanda = variación_pib_global
aux    variación_petróleo = DELAYINF(Incremento_de_la_explotación,1,1,0.03)
aux    variación_pib_global = Variación_Pib_percapita+variación_población
aux    Variación_Pib_percapita = MAX(0,0.8*(1-
0.02*(TIME+20)))*variación_petróleo+MIN(1,(0.2+0.016*(TIME+20)))*variación_total

```

doc Variación_Pib_percapita = Aquí hay que poner la función de correlación entre
variación de la producción de petróleo y la variación del pib per cápita

aux variación_población = IF(TIME<45,0.01*1.1316*EXP(-0.0218*TIME),0)

aux variación_producción_total_de_energía =

LN(Total_production/producción_anual_total_retrasada)

doc variación_producción_total_de_energía = Hay que pesar los incrementos
relativamente a su peso en el total consumido

aux variación_total = DELAYINF(variación_producción_total_de_energía,1,1,0.03)

const factor_esfuerzo_carbón = 4.9

const factor_esfuerzo_gas = 2.25

const factor_esfuerzo_no_convencionales = 2

const factor_esfuerzo_petróleo = 1.12

const factor_esfuerzo_uranio = 2.2