

Valorando las emisiones de gases de efecto invernadero de la energía nuclear: una revisión crítica.

Benjamín K. Sovacool¹

Programa de Energía del Gobierno, Centro de Asia y la globalización, Escuela Lee Kuan Yew de Política Pública de la Universidad Nacional de Singapur, 469C Bukit Timah Road, Singapur 259772, Singapur

HISTORIA DEL ARTÍCULO:

Recibido 25 de febrero 2008

Aceptado 21 de abril 2008

Disponible para descarga 02 de junio 2008

Palabras clave:

La energía nuclear

Análisis del ciclo de vida

Las emisiones de gases de efecto invernadero

RESUMEN

Este artículo analiza 103 estudios sobre las emisiones equivalentes de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de las plantas de energía nuclear para identificar un subconjunto de los estudios más actuales, originales, y transparentes.

Se inicia detallando brevemente los distintos componentes del ciclo del combustible nuclear, antes de explicar la metodología del examen y la exploración de la variación de las estimaciones del ciclo de vida. Se calcula que, mientras el rango de emisiones de la energía nuclear durante la vida útil de una planta va, según informes de cualificados estudios examinados, desde 1,4 gramos de dióxido de carbono equivalente por kWh (g g CO₂e/kWh), a 288 g CO₂e/kWh, el valor medio es de 66 g CO₂e/kWh. El artículo explica a continuación algunos de los factores responsables de tal disparidad en las estimaciones, en particular, la identificación de errores, tanto en las estimaciones más bajas (no completas) como en las estimaciones más altas (falta de consideración de los coproductos). Cabe señalar que la energía nuclear no emite directamente gases de efecto invernadero, sino que las emisiones se producen a través del ciclo de vida de la planta desde la construcción al desmantelamiento, y por la explotación, extracción y tratamiento del uranio.

© 2008 Elsevier Ltd. Todos los derechos reservados.

Nota del traductor: Este trabajo se ofrece como una aportación al conocimiento de la realidad de la energía nuclear. La traducción no ha sido supervisada por el profesor Benjamín K Sovacool.

No se ha mantenido el formato original del artículo (paginación, tamaño de letra, distribución de columnas, etc.) para facilitar su lectura. Algunos de los términos utilizados se han traducido a la versión castellana habitual, frecuente en las publicaciones relacionadas con la energía nuclear, aunque su traducción literal del inglés no se corresponda directamente. Los nombres en negrita remiten a la bibliografía final, aunque no se han enlazado a las referencias como en el trabajo original, para ello puede consultarse el artículo original. Evidentemente, soy responsable de cualquier error u omisión como autor de la traducción. Miguel Muñoz, **Tanquem les Nuclears – Nova Cultura de l'Energia**

El artículo original en inglés puede descargarse en la dirección del **NIRS/WISE** (Nuclear Information and Resources Service / World Information Service on Energy) : http://www.nirs.org/climate/background/sovacool_nuclear_ghg.pdf

¹

Tel.: +65 6516 7501; fax: +65 6468 4186.

E-mail address: bsovacool@nus.edu.sg

0301-4215/\$ - see front matter & 2008 Elsevier Ltd. All rights reserved.

doi:10.1016/j.enpol.2008.04.017

1. Introducción

La era nuclear comenzó con un quejido, no con una explosión, el 07 de diciembre de 1942. En medio del piso de madera pulida de una pista de squash de la Universidad de Chicago, apropiada por la guerra, Enrico Fermi insertó casi 50 toneladas de óxido de uranio en 400 bloques de grafito, cuidadosamente contruidos. Una pequeña bocanada de calor mostró la primera reacción nuclear autosuficiente, se consumieron muchas botellas de Chianti, y nació la energía nuclear (**Metzger, 1984**).

Desde entonces, los estadounidenses han soñado con exóticas posibilidades nucleares. Los primeros defensores prometieron un futuro de electricidad demasiado barata para medirla, una era de paz y abundancia, sin altos precios ni escasez, de lugares donde la energía atómica suministraría, la energía necesaria para desalinizar el agua para los sedientos, irrigaría los desiertos para los hambrientos, y sería el combustible para profundos viajes interestelares en el espacio exterior. Otras excitantes oportunidades incluían pelotas de golf atómicas que siempre podrían ser encontradas y un avión de propulsión nuclear, en el que la Ley Federal del Gobierno de los EE.UU. gastó 1.500 millones de dólares en investigación entre 1946 y 1961 (**Munson, 2005; Winkler, 2001; Duncan, 1978**).

Si bien las tecnologías nucleares no cumplieron con estos sueños, la energía nuclear surgió para convertirse, aún hoy, en una significativa fuente de electricidad. En 2005, 435 centrales nucleares suministraron el 16% de la energía eléctrica mundial, lo que significaba 368 GW de capacidad de instalada, y la generación de 2.768 TWh eléctricos (**Agencia Internacional de la Energía, 2007**). Solo en los EE.UU., que tienen el 29,2% de los reactores del mundo, las instalaciones nucleares aportaron el 19% de la producción eléctrica nacional. En Francia, el 79% de la electricidad proviene de fuentes nucleares, y la energía nuclear contribuye con más del 20% de la producción nacional de electricidad en Alemania, Japón, Corea del Sur, Suecia, Ucrania y el Reino Unido.

Recientemente, los defensores de la energía nuclear la enmarcan como una parte importante de cualquier solución dirigida a luchar contra el cambio climático y a conseguir una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. El **Instituto de la Energía Nuclear (2007)** nos dice que, "es importante construir fuentes de energía libres de emisiones como la nuclear" y que la energía nuclear es una "fuente de electricidad libre de carbono" (1998). Patrick Moore, co-fundador de Greenpeace, ha declarado públicamente que "la energía nuclear es la única fuente de energía que no emite gases de efecto invernadero y que puede sustituir efectivamente a los combustibles fósiles y satisfacer la demanda mundial" (**Servicio de Noticias del Medio Ambiente, 2005**). La empresa de energía nuclear Areva (2007) afirma que "una central eléctrica de carbón de 1 GWe emite alrededor de 6 millones de toneladas de CO₂ al año, mientras que la nuclear está bastante libre de CO₂".

Los opositores de la energía nuclear han respondido del mismo modo. En sus cálculos, **ISA (2006)** argumenta que las centrales nucleares son pobres sustitutos de otros sistemas con menos intensidad de generación de gases de efecto invernadero. Estima que los aerogeneradores emiten la tercera parte de gases equivalentes de carbono de la energía nuclear en su ciclo de funcionamiento, y la hidroeléctrica una cuarta parte. Una proyección del Grupo de Investigación de Oxford indica que si el porcentaje de capacidad nuclear mundial continua siendo el que es hoy, para el año 2050 la energía nuclear generará tanto dióxido de carbono por kWh como el de las centrales térmicas de gas, a medida que disminuya la ley (concentración) del mineral de uranio disponible (**Barnaby y Kemp, 2007a, b**).

¿Qué parte tiene razón? En un examen crítico de las externalidades negativas asociadas a la producción de electricidad análogo al llevado a cabo por **Sundqvist y Soderholm (2002)** y **Sundqvist (2004)**, este artículo muestra 103 estudios de las emisiones equivalentes de gases de efecto invernadero del ciclo de funcionamiento de plantas de energía nuclear, para identificar el subconjunto de los estudios más actuales, originales y transparentes. Se comienza detallando brevemente los distintos componentes del ciclo del combustible de una central nuclear antes de explicar la metodología del examen y la exploración de las variables

estimadas del ciclo de funcionamiento. Se calcula que, mientras el rango de emisiones de la energía nuclear durante la vida útil de una planta se extiende, según los informes de los cualificados estudios examinados, desde 1,4 gramos de dióxido de carbono equivalente por kWh (g CO₂e/kWh), a 288 gCO₂e/kWh, con un valor medio de 66 g CO₂e/kWh. El artículo explica a continuación algunos de los factores responsables de la disparidad en las estimaciones del ciclo de funcionamiento, en particular, la identificación de errores, tanto en las estimaciones más bajas (no completas) como en las estimaciones más altas (falta de consideración de los co-productos). Cabe señalar que la energía nuclear no emite directamente gases de efecto invernadero, pero que, en su lugar, el ciclo de funcionamiento implica emisiones que se producen en otros lugares, y que son indirectamente atribuibles a la construcción y el desmantelamiento de plantas nucleares, a su funcionamiento, así como a la minería y la molienda del uranio.

2. El ciclo de funcionamiento de la energía nuclear

Los ingenieros clasifican generalmente el ciclo del combustible nuclear según dos tipos: "una vez-a través de" ("abierto", NdT) y "cerrado". Los reactores convencionales operan según el sistema "abierto", descargan el combustible gastado directamente para su deposición. Los reactores con reprocesamiento, es decir, en un ciclo "cerrado" de combustible, separan los residuos del material fisionable no utilizado para que puedan ser reciclados como combustible. Los reactores que funcionan en ciclos cerrados alargan el suministro de combustible y tienen claras ventajas en términos de almacenamiento de residuos para su eliminación, pero tienen desventajas en términos de costes, problemas de reprocesamiento a corto plazo, y riesgos de proliferación y seguridad. (Beckjord et al., 2003).

A pesar de estas diferencias, ambos, el ciclo "abierto" y el ciclo "cerrado" del combustible nuclear implican un mínimo de cinco etapas interconectadas que constituyen un ciclo completo de funcionamiento nuclear: el "proceso anterior" ("frontend") del ciclo, en el que se extrae el combustible del uranio, se muele, se convierte, se enriquece y se fabrica; la construcción de la propia planta, su operación y mantenimiento, y el "proceso posterior" ("backend") del ciclo, en el que el combustible gastado es acondicionado, (re) procesado y almacenado; y una etapa final donde las plantas fuera de servicio son desmanteladas, y las minas abandonadas regresan a su estado original. En las **Figuras 1 y 2** se representa esquemáticamente del ciclo "abierto" y "cerrado" del combustible nuclear.

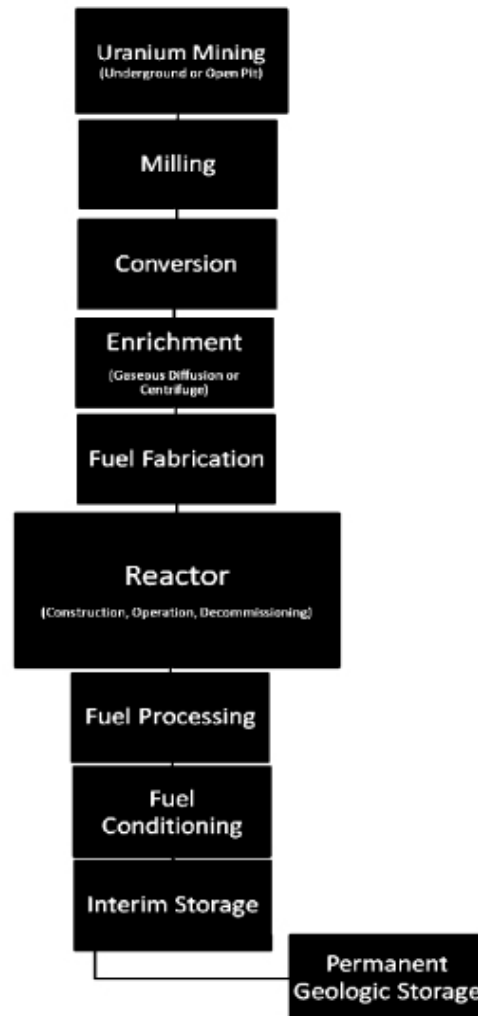


Fig. 1. The "once-through" nuclear fuel cycle.

Fig.1 El ciclo "abierto" del combustible nuclear.

2.1. El proceso anterior ("frontend") del ciclo de funcionamiento nuclear

El ciclo del combustible nuclear es largo y complejo. El combustible principal para plantas de energía nuclear, el uranio, se distribuye ampliamente por la corteza de la tierra y los océanos en pequeñas cantidades, con excepción de concentraciones lo suficientemente ricas como para constituir mineral. El mineral de uranio se extrae tanto en la superficie como bajo tierra y,

después de extraído, es triturado, molido en una pasta fina, y disuelto en ácido sulfúrico. El uranio se recupera de la solución y se concentra en forma de óxido de uranio sólido, a menudo llamada "torta amarilla" ("yellow cake"), antes de ser convertido en hexafluoruro y calentado. Luego, el vapor de hexafluoruro se carga en unos cilindros donde es enfriado y condensado en forma sólida antes de someterse a enriquecimiento por difusión o centrifugación gaseosa.

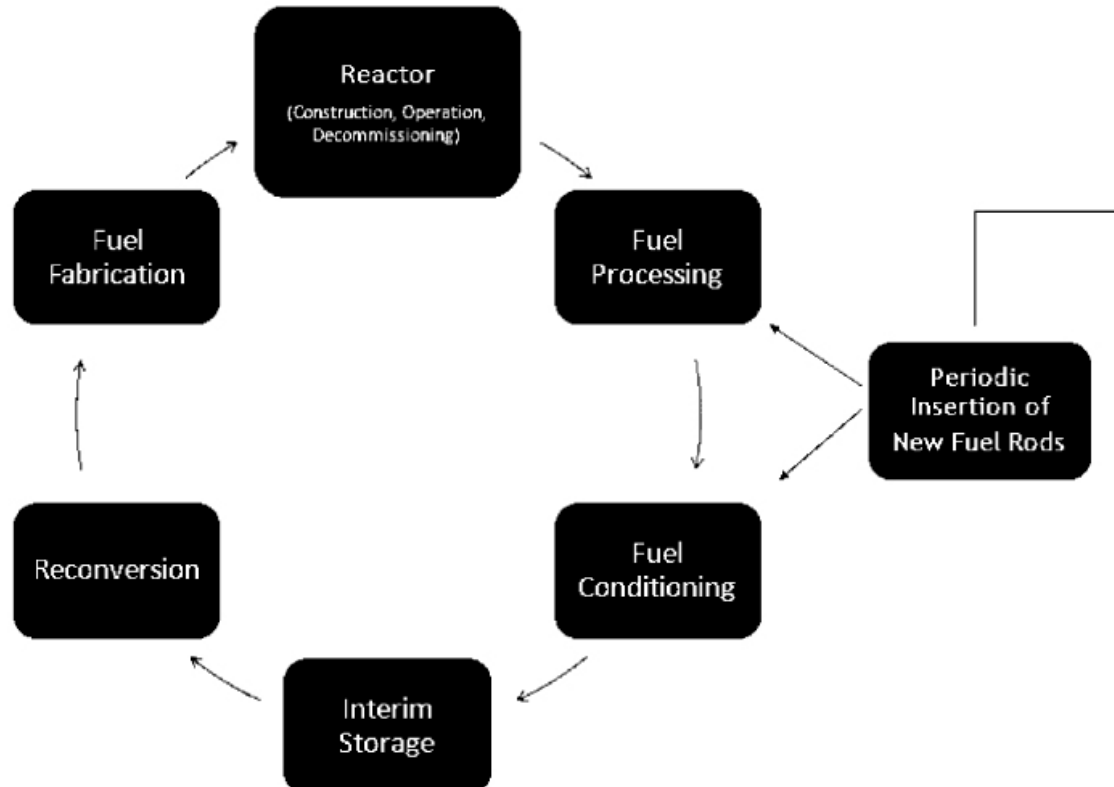


Fig. 2. The "closed" nuclear fuel cycle.

Fig. 2 El ciclo "cerrado" del combustible nuclear

2.1.1. La minería de uranio

Comenzando en la mina, los minerales considerados ricos incluyen concentraciones de óxido de uranio de hasta un 10%, pero lo habitual es que se de un 0,2%, o inferior, y la mayoría de productores de uranio consideran yacimientos a concentraciones minerales superiores al 0,0004%. La mayoría de los minerales utilizables considerados "blandos" se encuentran en areniscas que tienen una concentración de entre el 0,2% y el 0,01%, y el mineral considerado "duro" se encuentra en granitos que tienen un contenido menor de uranio, por lo general cercano al 0,02% o inferior. Las minas de uranio son normalmente pozos a cielo abierto, superiores a 250 metros de profundidad, o explotaciones subterráneas. Una tercera técnica de extracción consiste en someter el uranio natural a un proceso denominado "lixiviación in situ", en el que cientos de toneladas de ácido sulfúrico, ácido nítrico, y amoníaco son inyectadas en las capas y luego bombeadas de nuevo después de un período de 3 a 25 años, obteniendo el rendimiento del uranio de las rocas tratadas.

2.1.2. Molienda de uranio

El uranio extraído debe pasar por una serie de procesos metalúrgicos para triturar, extraer, y lavar el mineral, dejando que el uranio pesado se asiente, ya que los restos más ligeros se canalizan de inmediato. La siguiente etapa es la fábrica, a menudo situada cerca de la mina, donde baños ácidos o alcalinos de lixiviación extraen el uranio del mineral procesado, produciendo un polvo de color amarillo brillante, llamado "torta amarilla" ("yellowcake"), que

contiene alrededor de un 75% de óxido de uranio (cuya forma química es U_3O_8). En los casos en que el mineral posee una concentración del 0,1%, la molienda debe triturar 1.000 toneladas de roca para extraer una tonelada de torta amarilla. Tanto el óxido como las colas (las 999 toneladas de roca restantes) se mantienen radiactivas, lo que requiere tratamiento. Los ácidos deben ser neutralizados con piedra caliza, y deben hacerse insolubles mediante fosfatos (**Fleming, 2007; Heaberlin, 2003**).

2.1.3. Conversión del uranio y enriquecimiento

Luego viene la conversión y el enriquecimiento, en el que se realizan una serie de procesos químicos para retirar los restos de impurezas. El uranio natural contiene alrededor del 0,7% de uranio-235, el resto es principalmente el uranio-234 o uranio-238. Con el fin de elevar la concentración de uranio-235 hasta un mínimo del 3,5%, el necesario para los típicos reactores comerciales de agua ligera, o del 4 o el 5% para otros modernos reactores, el óxido debe ser enriquecido, y el proceso comienza por la conversión de uranio en hexafluoruro de uranio, UF_6 , o "hex". Luego se enriquece; los dos métodos dominantes de enriquecimiento comercial son la difusión gaseosa y la centrifugación.

La difusión gaseosa, desarrollada durante la Segunda Guerra Mundial como parte del Proyecto Manhattan, supone alrededor del 45% de la capacidad mundial actual de enriquecimiento. El proceso de difusión entuba el "hex" a través de una serie de membranas porosas o diafragmas. Las moléculas más ligeras de uranio-235 se mueven más rápidas que las moléculas de uranio-238 y tienen una probabilidad ligeramente mayor de pasar a través de los poros de la membrana. El proceso se repite muchas veces, en una serie de etapas de difusión llamadas una cascada, y acaba con el UF_6 enriquecido, extraído de un extremo de la cascada, y el UF_6 empobrecido, eliminado en el otro extremo. El gas debe ser procesado unas 1.400 veces antes de que se halle debidamente enriquecido (**Uranium Information Centre, 2007**).

El proceso de centrifugación gaseosa, demostrado por primera vez en la década de 1940, representa alrededor del otro 45% de la capacidad mundial actual de enriquecimiento, consiste en introducir el "hex" en una serie de tubos de vacío que funcionan como centrifugadoras. Cuando se hacen girar los rotores rápidamente, las moléculas más pesadas, con el uranio-238, aumentan su concentración hacia el borde exterior de los cilindros, lo que provoca el correspondiente aumento en la concentración de uranio-235, cerca del centro. Para separar los dos isótopos, las centrifugadoras giran a velocidades muy altas, con una rotación de cilindros que alcanza, aproximadamente, un millón de veces la aceleración de la gravedad (**Uranium Information Centre, 2007**).

En Estados Unidos, el enriquecimiento se realiza principalmente en la planta de difusión gaseosa de Paducah, Kentucky; mientras que Europa y Rusia utilizan sobre todo métodos centrífugos (**Fthenakis y Kim, 2007**). El porcentaje restante (aproximadamente un 10%) del combustible nuclear proviene del reciclado de las armas nucleares.

Después del enriquecimiento, el 85% del óxido sale como residuo en forma de "hex" empobrecido, conocido como "cola del enriquecimiento", que debe ser almacenado. Cada año, por ejemplo, Francia genera 16.000 toneladas de "colas de enriquecimiento" que luego se exportan a Rusia o se añaden a las actuales 200.000 toneladas de uranio empobrecido existentes en el país.

El 15% restante, que surge como uranio enriquecido, se convierte en gránulos de cerámica ("pellets") de dióxido de uranio, UO_2 , envasados en tubos de aleación de zirconio, y unidos para formar conjuntos de varillas, constituyen el combustible de los reactores.

Para proveer el suficiente combustible enriquecido para un reactor estándar de 1.000 MW durante un año, tienen que ser procesadas alrededor de 200 toneladas de uranio natural (**Fleming, 2007**). Por otra parte, el uranio debe ser transportado desde la mina hasta las instalaciones de procesamiento y enriquecimiento. En su análisis **Andseta et al. (1998)** encontraron que, en Canadá, el uranio necesario para crear barras de combustible había recorrido más de 4000 km antes de que el proceso se hubiese completado. El **Informe 2002**

de la IEA indica que en la mayoría de Europa el uranio es transportado entre 150 y 805 km. por ferrocarril, 1.250 km. por barco, o 378 km. en camión.

2.2. Construcción

La fase de construcción, en el ciclo de funcionamiento nuclear, consiste en la fabricación, transporte y uso de materiales para construir generadores, turbinas, torres de enfriamiento, salas de control, y otras infraestructuras. Una planta nuclear típica suele contener alrededor de 50 kilómetros de tuberías soldadas, con unas 25.000 soldaduras, y unos 900 kilómetros de cables eléctricos. Son necesarios miles de motores eléctricos, conducciones, baterías, relés, interruptores, tableros de operación, transformadores, condensadores y fusibles, para que el sistema funcione. Los sistemas de refrigeración requieren válvulas, juntas, desagües, rejillas de ventilación, medidores, guarniciones, tuercas y pernos. Los soportes estructurales, cortafuegos, escudos de radiación, instalaciones de almacenamiento del combustible gastado, y los generadores de seguridad que deben mantenerse en condiciones excelentes para un caso de emergencia. Las temperaturas, presiones, niveles de potencia, los niveles de radiación, las tasas de flujo, la química del agua de refrigeración, y el resultado del rendimiento de todos los equipos debe ser constantemente monitorizado. Si bien su estimación proviene de un antiguo reactor de agua a presión de 1000 MW, **White (1995)** calcula que una planta nuclear típica necesita 170.000 toneladas de hormigón, 32.000 toneladas de acero, 1.363 toneladas de cobre, y un total de 205.464 toneladas de otros materiales. Muchos de ellos son intensos en emisiones de carbono durante su fabricación, 1 tonelada de aluminio tiene una emisión equivalente de carbono superior a 10.000 toneladas de CO₂; una tonelada de litio, 44.000 toneladas; una tonelada de plata, 913.000 toneladas (**White, 1995**).

2.3. Operación

La fase de operación del ciclo de funcionamiento abarca la energía necesaria para gestionar los ciclos de enfriamiento y de combustible de la planta, así como la energía necesaria para su mantenimiento, y los combustibles utilizados para los generadores de seguridad. El uso indirecto de energía incluye la provisión de potencia durante los cortes de energía del reactor, las reparaciones y las paradas.

El corazón del funcionamiento de las instalaciones nucleares es el reactor, que genera electricidad a través de la fisión, o separación, de los isótopos de uranio y plutonio. En un reactor nuclear, el proceso de fisión no se produce en un átomo a la vez. El uranio tiene la rara y productiva propiedad de que cuando es golpeado por un neutrón, se divide en dos y produce más neutrones. Si un átomo de uranio-235 choca con un átomo de uranio-238, uno de los otros isótopos de uranio, puede permanecer y provocar un par de ciclos de decadencia que producen plutonio-239. El plutonio-239, que comparte las mismas propiedades del uranio-235, también se divide al ser golpeado por los neutrones para que actúe como combustible adicional. El proceso puede ser controlado por un moderador, que consiste en agua o grafito, para acelerar la reacción, y con unas barras de control que absorben los neutrones para reducir la velocidad (**Fleming, 2007; Beckjord et al., 2003**). La mayoría de los reactores nucleares en todo el mundo tienen una duración actual prevista de 30 a 40 años, pero producen electricidad a plena potencia durante no más de 24 años (**Fleming, 2007**).

2.4. La fase posterior ("backend") del ciclo de funcionamiento nuclear

La fase "posterior" implica el tratamiento de combustible, su almacenamiento provisional, y el secuestro permanente de los residuos. El combustible gastado debe ser acondicionado, en el caso de reactores que funcionan en un ciclo del combustible "abierto", o reprocesado, para aquellos que emplean un ciclo de combustible "cerrado". Con el tiempo, las impurezas radiactivas como el bario y el criptón, junto con los elementos transuránicos, como el Americio y el Neptunio, obstruyen al uranio como combustible para una reacción nuclear. Después de unos pocos años, los elementos combustibles deben ser eliminados, y se deben insertar nuevas barras de combustible. La media de actividad del uranio-238, uno de los mayores componentes del combustible gastado, es casi la misma que la edad de la tierra: 4.5 millones de años.

El combustible gastado debe ser entonces almacenado en el emplazamiento de cada reactor, en grandes piscinas de agua durante un mínimo de 10 años, tras lo cual se coloca en grandes barricas de hormigón que disponen de aire refrigerado, sellado y protección física. Si bien existen diversos tipos de barril, los de los EE.UU. generalmente almacenan entre 20 y 24 elementos combustibles de reactores de agua presurizada, sellados en una atmósfera de helio en el interior del barril para evitar la corrosión. El calor de desintegración es transferido por el helio del combustible a las aletas exteriores de la cuba de almacenamiento para su refrigeración.

La etapa final de la fase posterior del ciclo consiste en el secuestro de los residuos nucleares. Unos depósitos geológicos permanentes deberían proporcionar protección contra todos los escenarios plausibles en los que los radio nucleidos puedan alcanzar la biosfera, o exponer a los seres humanos a niveles peligrosos de radiación. Estos riesgos incluyen las aguas subterráneas que puedan filtrarse en el depósito, corrosión de los contenedores de residuos, lixiviación de los radio nucleidos, y la migración de agua contaminada hacia las zonas donde podría ser utilizada como agua potable o para la agricultura.

2.5. Desmantelamiento

La última etapa del ciclo de vida nuclear consiste en la clausura y el desmantelamiento del reactor, así como en la recuperación de la mina de uranio. Después de un período de enfriamiento que puede durar entre 50-100 años, los reactores deben ser desmantelados y cortados en pequeños pedazos para ser embalados en contenedores para su depósito final. **Proops et al. (1996)** esperaba que las centrales nucleares tuvieran una vida útil de 40 años, pero se cree que el cierre se alargará, llegando a un mínimo de 60 años. Si bien puede variar según la técnica y el tipo de reactor, la energía total necesaria para la clausura puede llegar a ser un 50% superior a la energía necesaria para la construcción original (**Fleming, 2007**). En la mina de uranio, la sobrecarga de roca que cubre el área deberá reemplazarse y replantarse con vegetación indígena, y los residuos radiactivos deberán tratarse y contenerse.

3. La revisión de los estudios del ciclo de funcionamiento nuclear

Para evaluar la emisión total de dióxido de carbono equivalente sobre el curso del ciclo de vida nuclear, este estudio comenzó por revisar 103 estudios de estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero de centrales nucleares. Estos 103 estudios se redujeron de acuerdo con un proceso de tres fases de selección.

En primer lugar, dado que la disponibilidad de mineral de uranio de alta calidad cambia con el tiempo, y que la minería, la molienda, el enriquecimiento, la construcción, y las tecnologías han cambiado en las últimas décadas, el estudio excluyó las encuestas de más de 10 años de antigüedad (es decir, publicadas antes de 1997). Es cierto que excluir los estudios de hace más de una década no supone ninguna garantía de que los datos utilizados por los nuevos estudios sean, de hecho, nuevos. Un análisis de **Dones et al. (2004c)**, por ejemplo, se basó en referencias de la década de 1980 para la realización del modelo de la minería de uranio; en datos de 1983 para el modelo de balsas de residuos de uranio; en datos de 1996 para la conversión de uranio, y en datos del año 2000 para el enriquecimiento del uranio. No obstante, excluir los estudios de más de 10 años de edad es un intento de protegerse contra el uso de datos obsoletos, y garantizar que los cambios recientes en la tecnología y la política se incluyen en las estimaciones del ciclo de vida. La **Tabla 1** recoge los 40 estudios excluidos, ordenados por su fecha.

En segundo lugar, el estudio excluyó los análisis que no eran del dominio público, que obligaban a pagar dinero para acceder a ellos, o que no habían sido publicados en inglés. La **Tabla 2** detallan los nueve estudios excluidos por falta de accesibilidad.

Tabla 1. Estudios de ciclo de funcionamiento excluidos por su fecha.

(Lifecycle studies excluded by date)

Estudio	Localización	Estimación (g CO ₂ e/kWh)
Arron et al. (1991)	Canada	
Bodansky (1992)	World	5.7–17
Bowers et al. (1987)	–	–
Bude (1985)	–	–
Chapman et al. (1974)	–	–
Chapman (1975)	–	–
CRIEPI (1995)	Japan	22
DeLucchi (1993)	United States	40–69
Dones (1995)	World	–
Dones and Frischknecht (1996)	World	–
Dones et al. (1994)	World	–
El-Bassioni (1980)	–	–
ERDA (1976)	United States	–
ExternE (1995)	Europe	–
Held (1977)	–	20
Hohenwarter and Heindler (1988)	Germany	–
IAEA (1996a)	World	–
IAEA (1996b)	World	–
IEA (1994)	World	30–60
Kivisto (1995)	Finland	17–59
Mortimer (1989)	United Kingdom	–
Mortimer (1991a)	World	47–54
Mortimer (1991b)	World	47–54
Perry (1977)	United States	–
Proops et al. (1996)	United Kingdom	2.83
Raeder (1977)	–	–
Rombough and Koen (1975)	–	–
Rose et al. (1983)	United States	–
Sandgren and Sorteberg (1994)	Norway	–
Science Concepts (1990)	United States	30
Spreng (1988)	–	–
Taylor (1996)	World	19.7
Tsoufanidis (1980)	United States	–
Tunbrant et al. (1996)	Sweden	–
Uchiyama (1994)	Japan	10.5–47
Uchiyama (1996)	–	–
Yasukawa et al. (1992)	Japan	–
Yoshioka et al. (1994)	Japan	–
White (1995)	United States	34.1–37.7
Whittle and Cameron (1977)	United States	–

Tabla 2. Estudios de ciclo de funcionamiento excluidos por su accesibilidad.

(Lifecycle studies excluded by accessibility)

Estudio	Localización	Estimación (g CO ₂ e/kWh)	Razón de su exclusión
ANRE (1999)	Japan	–	En Japonés
Dones et al. (2003a, b)	USA	–5	Sólo disponible para suscriptores ecoinvent
Dones et al. (2004c)	Switzerland	5–12	Sólo disponible para suscriptores ecoinvent
Dones (2003)	Europe	–	En Alemán
Frischknecht (1995)	Germany	–	En Alemán
Izuno et al. (2001)	Japan	–	En Japonés
Lewin (1993)	Germany	–	En Alemán
Nuclear Energy Agency (2007)	World	–	Sólo está disponible para su compra
Weis et al. (1990)	Germany	–	En Alemán

En tercer lugar, se excluyeron 35 estudios en base a su metodología. Estos estudios fueron los más frecuentemente descartados, ya que, o bien se basaron en “datos no publicados”, o utilizaron “fuentes secundarias”. Aquellos que dependían de “datos no publicados” contenían información favorable al propietario, los datos de referencia no estaban publicados conjuntamente al estudio, no explicaban su metodología, no eran transparentes sobre sus fuentes de datos, o no detallaban las estimaciones de gases de efecto invernadero de las diferentes partes del ciclo del combustible nuclear en CO₂e/kWh g. Aquellos que utilizaban “fuentes secundarias” se limitaban meramente a citar informes publicados con anterioridad, y no proporcionaban ningún nuevo cálculo o análisis sintético propio. La **Tabla 3** muestra los 35 estudios excluidos por la metodología.

Tabla 3. Estudios de ciclo de funcionamiento excluidos por su metodología (a)
(Lifecycle studies excluded by methodology ^a)

Estudio	Localización	Estimación (g CO ₂ e/kWh)	Razón de su exclusión
Australia Coal Association (2001)	Australia	30–40	Se basa en datos no publicados
Barnaby and Kemp (2007a)	OECD Countries	11–130	Se basa en fuentes secundarias
Commonwealth of Australia (2006)	Australia, France, Germany, Japan, Sweden, Finland, United States	5–60	Se basa en fuentes secundarias
Delucchi (2003)	United States	26	Se basa en datos no publicados
Denholm and Kulcinski (2004)	World	10–100	Se basa en fuentes secundarias
Dones et al. (2004a)	World	5–80	Se basa en fuentes secundarias
Echavarri (2007)	World	2.6–5.5	Se basa en fuentes secundarias
Fleming (2007)	World	88–134	Se basa en fuentes secundarias
Fritsche (1997)	Germany	34	Se basa en datos de GEMIS no publicados
Fthenakis and Alsema (2006)	Europe	20–40	Se basa en fuentes secundarias
Gagnon et al. (2002)	World	15	Se basa en datos no publicados
Heede (2005)	United States	2.5–5.7	Se basa en fuentes secundarias
Koch (2000)	World	2–59	Se basa en datos no publicados
Krewitt et al. (1998)	Europe	19.7	Se basa en datos no publicados
Kulcinski (2002)	World	15	Se basa en fuentes secundarias
Lee et al. (2000)	South Korea	2.77	Se basa en datos no publicados
Lee et al. (2004)	South Korea	0.198–2.77	Se basa en datos no publicados
Meier (2002)	United States	17	Se basa en fuentes secundarias
Meier and Kulcinski (2002)	United States	15	Se basa en fuentes secundarias
Meier et al. (2005)	United States	17	Se basa en fuentes secundarias
Ontario Power Authority (2005)	Canada	5–12	Se basa en datos no publicados
Pembina Institute (2007)	Canada	10–120	Se basa en fuentes secundarias
Ruether et al. (2004)	United States	3	Se basa en fuentes secundarias
Spadaro et al. (2000)	World	2.5–5.7	Se basa en datos no publicados
Sustainable Development Commission (2006)	World	2–20	Se basa en fuentes secundarias
Tahara et al. (1997)	Japan	1.8	Se basa en fuentes secundarias
Tokimatsu et al. (2000)	Japan	20.9	No separa las estimaciones del ciclo del combustible para reactores de fisión
UKPOST (2006)	United Kingdom	~ 5	Se basa en fuentes secundarias y datos sin publicar
Utgikar and Thiesen (2006)	World	2–59	Se basa en fuentes secundarias
Van De Vate (1997)	World	9	Se basa en datos de FENCH no publicados
Van De Vate (2003)	World	8.9	Se basa en datos de FENCH no publicados
Vattenfall (1997)	Sweden	3.3	Se basa en datos no publicados de la instalación
World Energy Council (2004)	Australia, Germany, Sweden, Switzerland, and United Kingdom	3–40	Se basa en datos no publicados
Weisser (2007)	World	2.8–24	Se basa en fuentes secundarias
World Nuclear Association (2006)	Japan, Sweden, Finland	6–26	Se basa en fuentes secundarias

a) La frase "se basa en datos no publicados" significa que los estudios contienen información de propiedad, que los datos a los que se hace referencia no se publican junto con el estudio, que no se explica su metodología, que no son transparentes acerca de su fuente de datos, o que no detallan las estimaciones de las emisiones de gases de efecto invernadero de las distintas partes del ciclo del combustible nuclear en g CO₂ equivalente / kWh. La frase "se basa en fuentes secundarias" significa que en los estudios sólo se cita a otros informes publicados con anterioridad y no se aporta ningún cálculo nuevo o análisis sintético por su cuenta.

La exclusión de los estudios detallados que se basan en datos no publicados o no transparentes corre el riesgo de incluir estudios menos detallados (y menos rigurosos) pero basados en datos públicos y abiertos. Colocar simplemente un estudio en el dominio público no significa necesariamente que sea "bueno". Sin embargo, el autor cree que este riesgo está más que compensado por los beneficios de la transparencia y la rendición de cuentas. La transparencia refuerza la validez y la precisión, el conocimiento público es menos propenso a errores, y más sujeto a procesos de debate y diálogo que mejoran la calidad de la información. "La transparencia", dice Ann Florini, una experta en gobierno, "es el sistema más efectivo de corrección de errores que la humanidad ha ideado" (Florini, 2005, p. 16). Además, la

transparencia es esencial para promover la responsabilidad social. La sociedad simplemente no puede tomar decisiones informadas sobre la energía nuclear, sin discusión pública; por estas razones, el autor cree que solo deben ser incluidos resultados que sean del dominio público.

Los restantes 19 estudios cumplieron con todos los requisitos: fueron publicados en los últimos 10 años, son accesibles al público, son transparentes en cuanto a su metodología, y proporcionan estimaciones claras de las emisiones equivalentes de gases de efecto invernadero de acuerdo con las distintas etapas del ciclo del combustible nuclear. Estos estudios fueron igualmente “pesados”; es decir, no fueron ajustados por su metodología, por el tiempo de entrega en los últimos 10 años, o por la rigurosidad en que fueron revisados por expertos, o citados en las publicaciones. La **Tabla 4** documenta los resultados de estos 19 estudios.

Tabla 4. Descripción detallada de los estudios del ciclo de vida nuclear

Overview of detailed nuclear lifecycle studies^a

Estudio	Localización	Asunciones	Ciclo de combustible	Estimación individual	Estimación total
				(g CO ₂ e/kWh)	
Andseta et al. (1998)	Canada	Reactor de agua pesada CANDU, ciclo de funcionamiento de 40 años, el mineral de uranio natural de alta calidad, enriquecido y acusado de generadores de combustible fósil.	Fase Anterior	0,68	15,41
			Construcción	2,22	
			Operación	11,9	
			Fase Posterior	–	
			Desmantelamiento	0,61	
Barnaby and Kemp (2007b)	United Kingdom	Ciclo de funcionamiento de 35 años, factor de carga promedio de 85%, el grado de mineral de uranio de 0,15%.	Fase Anterior	56	84–122
			Construcción	11,5	
			Operación	–	
			Fase Posterior	–	
			Desmantelamiento	16,5–54,5	
Dones et al. (2005)	Switzerland	Ciclo de funcionamiento de 100 años, Gösgen reactores de agua presurizada y reactores de agua en ebullición Liebstadt.	Fase Anterior	3,5–10,2	5–12
			Construcción	1,1–1,3	
			Operación	–	
			Fase Posterior	0,4–0,5	
			Desmantelamiento	–	
Dones et al. (2003a, b)	Switzerland, France, and Germany	Ciclo de funcionamiento de 40 años, con reactores de agua en ebullición y reactores de agua a presión con UCTE cadenas del combustible nuclear.	Fase Anterior	6–12	7,6–14,3
			Construcción	1,0–1,3	
			Operación	–	
			Fase Posterior	0,6 y 1,0	
			Desmantelamiento	–	
Dones et al. (2004b)	China	Ciclo de funcionamiento de 20 años, en funcionamiento “abierto” del ciclo nuclear, utilizando tecnología de centrifugado	Fase Anterior	7,4–77,4	9–80
			Construcción	1,0–1,4	
			Operación	–	
			Fase Posterior	0,6–1,2	
			Desmantelamiento	–	
ExternE (1998)	United Kingdom	Análisis de las emisiones para la construcción de Sizewell B reactor de agua a presión en el Reino Unido	Fase Anterior	–	11,5
			Construcción	11,5	
			Operación	–	
			Fase Posterior	–	
			Desmantelamiento	–	
Fritsche and Lim (2006) ^b	Germany	Análisis de las emisiones para un reactor de 1250 MW típico alemán	Fase Anterior	20	64
			Construcción	11	
			Operación	–	
			Fase Posterior	33	
			Desmantelamiento	–	
Fthenakis and Kim (2007)	United States, Europe, and Japan	Ciclo de funcionamiento de 40 años, 85% factor de capacidad, combinación de difusión y enriquecimiento por centrifugación	Fase Anterior	12–21,7	16–55
			Construcción	0,5–17,7	
			Operación	0,1–10,8	
			Fase Posterior	2,1–3,5	
			Desmantelamiento	1,3	
Hondo (2005)	Japan	Análisis de las emisiones del caso base para el funcionamiento de los reactores nucleares japoneses	Fase Anterior	17	24,2
			Construcción	2,8	
			Operación	3,2	
			Fase Posterior	0,8	
			Desmantelamiento	0,4	
IEA (2002) ^c	Sweden and Japan	40 años de ciclo de funcionamiento para la central sueca de Forsmark, tres reactores de agua en ebullición; y 30 años de ciclo de funcionamiento al reactor BWR avanzado de agua en ebullición japonesa, y del reactor reproductor rápido	Fase Anterior	1,19–8,52	2,82–22
			Construcción	0,27–4,83	
			Operación	–	
			Fase Posterior	1,19–8,52	
			Desmantelamiento	0,17	

Tabla 4. (continuación)

Estudio	Localización	Asunciones	Ciclo de combustible	Estimación individual (g CO ₂ e/kWh)	Estimación total
ISA (2006) ^d	Australia	Análisis de las emisiones actuales de Australia, reactores de agua ligera con el mineral de uranio de 0,15% de categoría.	Fase Anterior	4,5–58,5	10–130
			Construcción	1,1–13,5	
			Operación	2,6–34,5	
			Fase Posterior	1,7–22,2	
ISA (2006) ^d	Australia	Análisis de las emisiones actuales de Australia reactores de agua pesada con el mineral de uranio de 0,15% de categoría	Desmantelamiento	0,1–1,3	10–120
			Fase Anterior	4,5–54	
			Construcción	1,1–12,5	
			Operación	2,6–31,8	
Rashad and Hammad (2000)	Egypt	30 años del ciclo de funcionamiento de reactor de agua a presión operando al 75% de su capacidad	Fase Posterior	1,7–20,5	26,4
			Desmantelamiento	0,1–1,2	
			Fase Anterior	23,5	
			Construcción	2,0	
Storm van Leeuwen et al. (2005)	World	Análisis de las emisiones nucleares de los reactores existentes.	Operación	0,4	84–122
			Fase Posterior	0,5	
			Desmantelamiento	–	
			Fase Anterior	36	
Storm van Leeuwen (2006)	World	Análisis de las emisiones nucleares de los reactores existentes.	Construcción	12–35	92–141
			Operación	–	
			Fase Posterior	17	
			Desmantelamiento	23–46	
Storm van Leeuwen et al. (2007)	World	Análisis de las emisiones de los reactores existentes suponiendo el 0,06% del mineral de uranio, el 70% de centrífuga y el 30% de enriquecimiento por difusión, inclusión de almacenamiento provisional y permanente y la recuperación de la tierra de minas	Fase Anterior	39	112,47–165,72
			Construcción	13–36	
			Operación	–	
			Fase Posterior	17	
Tokimatsu et al. (2006) ^e	Japan	Ciclo de funcionamiento de 60 años, un reactor de agua ligera, caso de referencia, las emisiones para 1960-2000	Desmantelamiento	23–49	10–200
			Fase Anterior	16,26–28,27	
			Construcción	16,8–23,2	
			Operación	24,4	
Vorspools et al. (2000)	World	Análisis de las emisiones para la construcción y desmantelamiento de los reactores existentes	Fase Posterior	15,51–40,75	3
			Desmantelamiento	39,5–49,1	
			Fase Anterior	–	
			Construcción	~2	
White and Kulcinski (2000)	United States	Ciclo de funcionamiento de 40 años, funcionamiento, reactor de agua a presión de 1.000 MW, en un 75% de su capacidad	Operación	–	15
			Fase Posterior	–	
			Desmantelamiento	1	
			Fase Anterior	9,5	
			Construcción	1,9	
			Operación	2,2	
			Fase Posterior	1,4	
			Desmantelamiento	0,01	

a) El “proceso anterior” incluye la extracción y el tratamiento, la conversión, el enriquecimiento, la fabricación de combustible y el transporte. La construcción incluye todos los materiales e insumos de energía para la construcción y las instalaciones. La operación incluye la energía necesaria para los ciclos de mantenimiento, refrigeración y combustible, los generadores de seguridad, durante los cortes y paradas. El “proceso posterior” incluye el tratamiento del combustible, su acondicionamiento, reprocesamiento, y almacenamiento provisional y permanente. La clausura de la planta incluye el desmantelamiento de las instalaciones y la recuperación de la tierra.

b) El estudio menciona un total de 31 g kWh para la extracción de mineral, el enriquecimiento y la construcción, y otros 33 g kWh de gases de efecto invernadero distintos al carbono.

c) El estudio de la AIE combina las emisiones ascendentes y descendentes en su estimación. Se han dividido por igual entre las fases ascendentes y descendentes.

d) Cifras derivadas de una estimación de 10 a 130/120 y luego repartidas de acuerdo a los porcentajes que se indican en las Figuras. 5.11 y 5.22.

e) Cifras derivadas desde 10 hasta 200 g / kWh estimadas y proporcionadas de acuerdo a los porcentajes previstos en la Figura. 3 (c).

El análisis estadístico de estos 19 estudios revela un nivel de emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo del ciclo de vida nuclear que oscilan entre un mínimo extremadamente

bajo, de 1,4 g CO₂e/kWh y un máximo extremadamente alto, de 288 g CO₂e/kWh. Contabilizando los valores medios de emisiones asociadas a cada etapa del ciclo de vida nuclear, el valor promedio que se consigue para una central nuclear de tipo medio es de 66 g CO₂e/kWh. Los **Cuadros 5 y 6** y las **Figuras. 2 y 3** presentan el desglose completo de esta estimación. Como se representa en la **Figura. 3** los componente de la fase previa del ciclo nuclear son los responsable del 38% de las emisiones equivalentes; la clausura del 18%; la operación del 17%; la fase posterior del 15%, y la construcción del 12% (**Fig. 4**).

4. Evaluando la disparidad en las estimaciones del ciclo de funcionamiento.

¿Cómo se explica la amplia disparidad entre las diferentes estimaciones de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al ciclo de funcionamiento del combustible nuclear? Los estudios difieren principalmente, en relación a su ámbito; en los supuestos relacionados con la calidad del mineral de uranio; en las suposiciones sobre el tipo de minería; en las hipótesis sobre el método de enriquecimiento; ya sea porque evaluaron las emisiones de un solo reactor, o de un parque de reactores, ya sea porque se midieron emisiones históricas o marginales / futuras; por los supuestos relativos al tipo de reactor, la selección del emplazamiento, y del período de funcionamiento ; y el tipo de análisis del ciclo de funcionamiento.

4.1. Ámbito de aplicación.

Algunos estudios incluyen sólo una o dos partes del ciclo del combustible nuclear, mientras que otros proporcionaron detalles explícitos, incluso para los sub-componentes del ciclo de combustible. **Vorspools et al. (2000)**, por ejemplo, analizó sólo las emisiones asociadas con la construcción y el desmantelamiento de reactores en todo el mundo, mientras que **ExternE (1998)** evaluó el equivalente de carbono para la construcción del reactor nuclear Sizewell B en el Reino Unido. Sus estimaciones están cerca del extremo inferior del espectro, entre el 3 y 11,5 g CO₂e/kWh. Por el contrario, **Storm van Leeuwen et al. (2007)** observaron cada componente individual del ciclo del combustible, y realizaron estimaciones que oscilaban entre 112 a 166 g CO₂e/kWh, cercanas al extremo superior del espectro. El **Cuadro 7** presenta un desglose de sus estimaciones que, como los autores enfatizan, depende en gran medida de la calidad del mineral de uranio que se utiliza para alimentar las centrales nucleares. Los detalles han sido incluidos aquí por dos razones: para dar a los lectores una perspectiva del grado de precisión que pueden tener las evaluaciones del ciclo de vida, y porque este estudio remite a algunas de las cifras presentadas cuando ya se han realizado comparaciones posteriores.

Sin embargo, las estimaciones de Storm van Leeuwen y Smith no han sido universalmente aceptadas. **Dones (2007)** señala que, si bien el análisis de Storm Van Leeuwen y Smith es tan transparente que puede ser objeto de crítica --algo que considera positivo-- cree que su estimación es demasiado alta. En su propia investigación de los estudios del ciclo de vida encuentran un rango de 2 a 230 g CO₂e/kWh, pero considera que el rango de 2-77 g de CO₂ equivalente/kWh es el más frecuente, hallando sólo 3 estudios que ofrecen estimaciones por encima de una media de 40 g CO₂e/kWh. Dones también sostiene que el tratamiento de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con la cadena de suministro de gas natural que realizan Storm van Leeuwen y Smith son inconsistentes, ya que basan algunas de sus estimaciones en referencias obsoletas, y también que algunas de sus estimaciones de los costos de conversión son demasiado genéricas. Dones sostiene que ellos no otorgan ninguna consideración a la coproducción de minerales, un práctica común donde es económicamente viable que la minería y la molienda de yacimientos de uranio de baja riqueza se realicen conjuntamente con otras actividades, es decir, que los gastos de energía asignados a la minería de uranio Storm van Leeuwen y Smith pueden ser demasiado altos. En consecuencia, concluye Dones, Storm van Leeuwen y Smith pueden sobreestimar los gastos de energía y, por lo tanto, las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas.

4.2. La calidad del mineral de uranio

Los estudios varían en sus hipótesis sobre la calidad de mineral de uranio utilizado en el ciclo del combustible nuclear. El mineral de uranio de bajo grado contiene menos del 0,01% de la "torta amarilla", y es, como mínimo, diez veces menos concentrado que los minerales de alto

grado, lo que significa que se necesitan 10 toneladas de dicho mineral para producir 1 kg de "torta amarilla". Dicho de otra manera, si el grado de riqueza del mineral de uranio disminuye en un factor de diez, los insumos de energía en la minería y la molienda debe aumentar por lo menos en un factor de diez (**Diesendorf y Christoff, 2006**). **Storm van Leeuwen et al. (2007)** señalan que esto puede sesgar en gran medida las estimaciones; así, el U_3O_8 de uranio del 10% de riqueza tiene emisiones de minería y molienda de sólo 0,04 g de CO_2/kWh , mientras que el uranio de 0,013% de grado de riqueza se ha asociado las emisiones más de 1500 veces **superiores**, que llegan a 67 g de CO_2/kWh . La misma tendencia se aplica a las emisiones asociadas a la recuperación de tierras de la minería de uranio. Con un uranio de 10% de riqueza, las emisiones para la recuperación son sólo de 0,07 g CO_2e/kWh , pero con el 0,013% de riqueza son de 122 g CO_2/kWh .

Tabla 5. Resumen de estadísticas de estudios cualificados que informan de proyecciones de las emisiones de gases de efecto invernadero para plantas de energía nuclear (a)

Summary statistics of qualified studies reporting projected greenhouse gas emissions for nuclear power plants ^a

g CO_2e/kWh	Fase Anterior	Construcción	Operación	Fase posterior	Desmantelamiento	Total
Min	0,58	0,27	0,1	0,4	0,01	1,36
Max	118	35	40	40,75	54,5	288,25
Mean	25,09	8,20	11,58	9,2	12,01	66,08
N	17	19	9	15	13	

(a) La "Fase Anterior" incluye la extracción y el tratamiento, la conversión, el enriquecimiento, la fabricación de combustible y el transporte. La construcción incluye todos los materiales e insumos de energía para la construcción las instalaciones. La operación incluye la energía necesaria para los ciclos de mantenimiento, refrigeración y combustible, los generadores de copia de seguridad, durante los cortes y paradas. La "Fase posterior" incluye el tratamiento del combustible, su acondicionamiento, reprocesamiento, almacenamiento provisional y permanente. La clausura de la planta incluye el desmantelamiento de las instalaciones y la recuperación de la tierra.

4.3. Minas a cielo abierto o minas subterráneas de uranio

El tipo de minería del uranio también refleja diferentes emisiones de CO_2 . La minería a cielo abierto produce a menudo más radón gaseoso y emisiones de metano que las minas subterráneas, y **Andseta et al. (1998)** señalan que las técnicas de la minería informan de diferentes cantidades de emisiones de CO_2 en base a los explosivos y a los disolventes que utilizan para purificar el concentrado. También señalan que el contenido de carbono asociado al ácido descargado que se utiliza para extraer uranio con técnicas de "lixiviado" puede variar, así como las emisiones asociadas al uso de cal para neutralizar el resultado de las colas de lixiviados. Las emisiones asociadas a la minería del uranio también dependen en gran medida de la fuente de energía local usada en las minas. **Andseta et al. (1998)** señalan que, en Canadá, el uranio extraído de las minas más cercanas a los centros industriales utiliza una generación de energía más eficiente y centralizada. En contraste, las minas lejanas utilizan generadores diesel menos eficientes, que consumen 45.000 toneladas de combustibles fósiles por año y por mina, lo que supone la liberación de hasta 138.000 toneladas de dióxido de carbono cada año (**Andseta et al., 1998**).

4.4. Difusión gaseosa o enriquecimiento por centrifugación.

Otra variación significativa se refiere al tipo de enriquecimiento de uranio. **Dones et al. (2005)** señala que la difusión gaseosa es mucho más intensa energéticamente y, por lo tanto, tiene mayores emisiones de dióxido de carbono asociadas. La difusión gaseosa requiere entre 2.400 y 2.600 kWh por cada unidad de trabajo separativa (Separative Work Unit (SWU), una función que mide la cantidad de uranio procesado en proporción a la energía consumida para el enriquecimiento); en comparación, para las técnicas de centrifugación sólo se usan 40 kWh por SWU. La demanda de energía de estos dos procesos es tan diferente porque la difusión gaseosa es una tecnología mucho más antigua, que requiere grandes sistemas eléctricos y de refrigeración, sistemas que no se necesitan en las instalaciones de centrifugación.

Tabla 6 Principales estadísticas de estudios cualificados informando de las emisiones equivalentes de gases de efecto invernadero del ciclo de vida de las centrales nucleares.

Mean statistics of qualified studies reporting lifecycle equivalent greenhouse gas emissions for nuclear plants

Estudio	Fase Anterior	Construcción	Operación	Fase posterior	Desmantelamiento
Andseta et al. (1998)	0,68	2,22	11,9	-	0,61
Barnaby and Kemp (2007b)	56	11,5	-	-	35,5
Dones et al. (2005)	6,85	1,2	-	0,45	-
Dones et al. (2003a, b)	9	1,15	-	0,8	-
Dones et al. (2004b)	42,4	1,2	-	0,9	-
ExternE (1998)	-	11,5	-	-	-
Fritsche and Lim (2006)	20	11	-	33	-
Fthenakis and Kim (2007)	16,85	9,1	5,41	2,8	1,3
Hondo (2005)	17	2,8	3,2	0,8	0,4
IEA (2002)	4,86	2,55	-	4,86	0,17
ISA (2006)	31,5	7,3	18,55	11,95	0,7
ISA (2006)	29,25	6,8	17,2	11,1	0,65
Rashad and Hammad (2000)	23,5	2	0,4	0,5	-
Storm van Leeuwen et al. (2005)	36	23,5	-	17	34,5
Storm van Leeuwen and Willem (2006)	39	24,5	-	17	36
Storm van Leeuwen et al. (2007)	22,27	20	24,4	28,13	44,3
Tokimatsu et al. (2006)	61,95	13,65	21	7,35	1,05
Vorspools et al. (2000)	-	2	-	-	1
White and Kulcinski (2000)	9,5	1,9	2,2	1,4	0,01
Mean	25,09	8,2	11,58	9,2	12,01

Fig. 3. Rango y promedio de las emisiones notificadas a partir de estudios cualificados para el ciclo del combustible de la industria nuclear (g CO₂e/kWh)

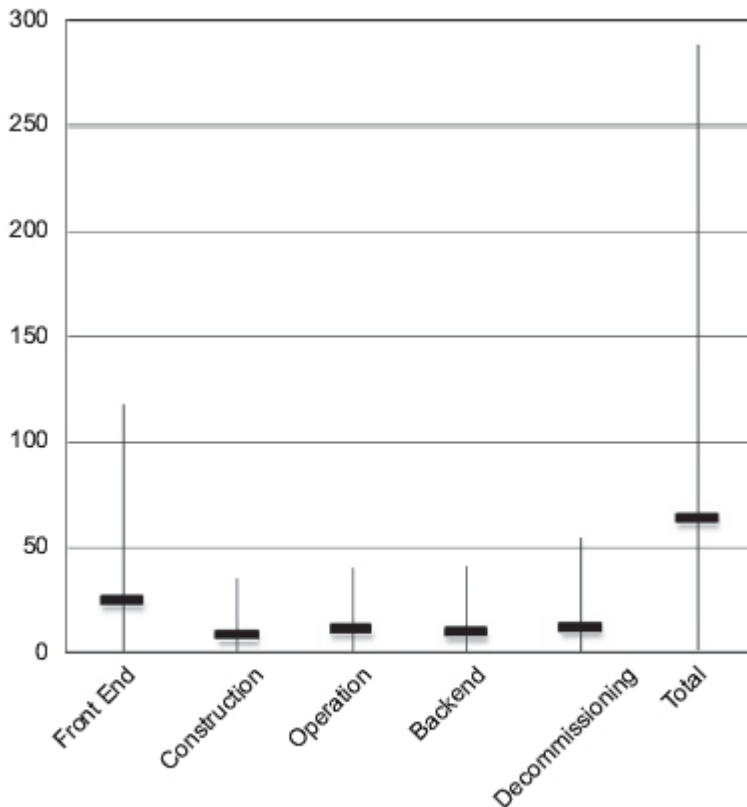


Fig. 3. Range and mean emissions reported from qualified studies for the nuclear fuel cycle (g CO₂e/kWh)

Las emisiones pueden variar aún más si las instalaciones de enriquecimiento usan fuentes de energía locales. **Dones et al. (2004a-c)** calcula en 9 g CO₂e/kWh las emisiones del enriquecimiento para las centrifugadoras chinas funcionando con una mezcla de fuentes de energía renovables y centralizadas, pero llega hasta 80 g CO₂e/kWh si la difusión gaseosa es alimentada totalmente por combustibles fósiles.

4.5. Estimaciones individuales o agregadas

Algunos estudios analizan sólo reactores específicos, mientras que otros evalúan las emisiones basándose en los promedios industriales, nacionales, y mundiales. Esto produce, obviamente, estimaciones divergentes. **Dones et al. (2005)** observa sólo dos reactores en Suiza, el Gösigen, reactor de agua a presión, y el Liebstadt, reactor de agua en ebullición, y calcula emisiones de entre 5 y 12 g CO₂e/kWh, mientras que otros estudios analizan el rendimiento mundial de los reactores y llegan a estimaciones más de 10 veces mayores.

4.6. Emisiones históricas o marginales / futuras

Otra diferencia se refiere a si los investigadores evaluaron emisiones históricas, futuras, o de un prototipo. Los estudios que evalúan las emisiones históricas observan sólo las emisiones relacionadas con plantas reales que operaban en el pasado; los estudios sobre el promedio futuro de emisiones analizan cómo las plantas existentes actuarán en los próximos años; los estudios que analizan las emisiones de prototipos estudian como nuevas plantas avanzadas, que aún no se han construido, actuarán en el futuro. **Tokimatsu et al. (2006)**, por ejemplo, encuentra que las emisiones históricas de los reactores de agua ligera en Japón, desde 1960 hasta el 2000, suelen ser bastante altas, entre el 10 y 200 g CO₂e/kWh. Otros, como **Dones et al. (2005)**, analizan las emisiones futuras, de los próximos 100 años, usando los modelos más avanzados de reactores de agua a presión y agua en ebullición actuales. Sin embargo otros estudios realizan afirmaciones diferentes sobre los reactores futuros, es decir, sobre los reactores reproductores rápidos que utilizan plutonio y torio, y sobre otras tecnologías de la IV Generación nuclear que se espera que sean mucho más eficientes, si es que alguna vez alcanzan a realizar producción comercial.

4.7. Tipo de reactor

Los tipos de reactores analizados en los estudios varían ampliamente. Existen hoy en día más de 30 diseños de reactores comerciales, y cada uno difiere en el ciclo de combustible, el sistema de producción, y la refrigeración. Los más comunes son los 263 reactores de agua a presión que funcionan en el mundo, utilizados en Francia, Japón, Rusia y los EE.UU., que se basan en óxido de uranio enriquecido como combustible y usan agua como refrigerante. Los más comunes en segundo lugar, son los reactores de agua en ebullición, de los que funcionan 92 en EE.UU., Japón y Suecia, que también dependen de óxido de uranio enriquecido con agua como refrigerante. Luego vienen reactores de agua pesada a presión, de los cuales hay 38 en Canadá, que utilizan óxido de uranio natural como combustible con agua pesada como refrigerante. A continuación vienen los 26 reactores refrigerados por gas, utilizados principalmente en el Reino Unido, que funcionan con uranio natural y usan dióxido de carbono como refrigerante. En Rusia también operan 17 reactores de agua ligera de grafito, que usan óxido de uranio enriquecido y agua como refrigerante, y en los que el grafito actúa como moderador. Un puñado de reactores experimentales, incluyendo los reactores reproductores rápidos (refrigerado por sodio líquido) y reactores modulares de lecho de bolas (que pueden operar a plena carga mientras se están repostando), y que se hallan aún en fase de prototipo, conforman el resto del total mundial (Beckjord et al. 2003).

Una idea más acerca de cómo el diseño de reactores puede influir las emisiones del ciclo de funcionamiento, se halla en **Boczar et al. (1998)**, donde comentan que los reactores de neutrones CANDU son los reactores comerciales más eficientes, el logro de su eficiencia provendría del uso de agua pesada como refrigerante y moderador, y de la confianza en los materiales de baja absorción de neutrones en el núcleo del reactor. Los reactores CANDU tienen así la capacidad de utilizar combustibles nucleares de bajo grado, y pueden repostar mientras siguen produciendo energía, reduciendo al mínimo las emisiones de dióxido de carbono equivalente. Esta podría ser la razón por la que **Andseta et al. (1998)** concluye que los reactores CANDU tienen unas emisiones relativamente bajas (aproximadamente de 15 g de CO₂e/kWh) en comparación con las emisiones medias de los estudios cualificados que se describen en el presente trabajo (aproximadamente de 66 g CO₂e/kWh). Otros, como **Storm**

van Leeuwen et al. (2007), impugnan estas cifras, y argumentan que la producción de agua pesada asociadas a reactores CANDU es muy intensiva energéticamente y puede producir emisiones en un factor mayor de la proyección realizada por Andseta et al.

Fig. 4. Emisiones medias obtenidas de estudios cualificados sobre el ciclo del combustible nuclear (g CO₂e/kWh).

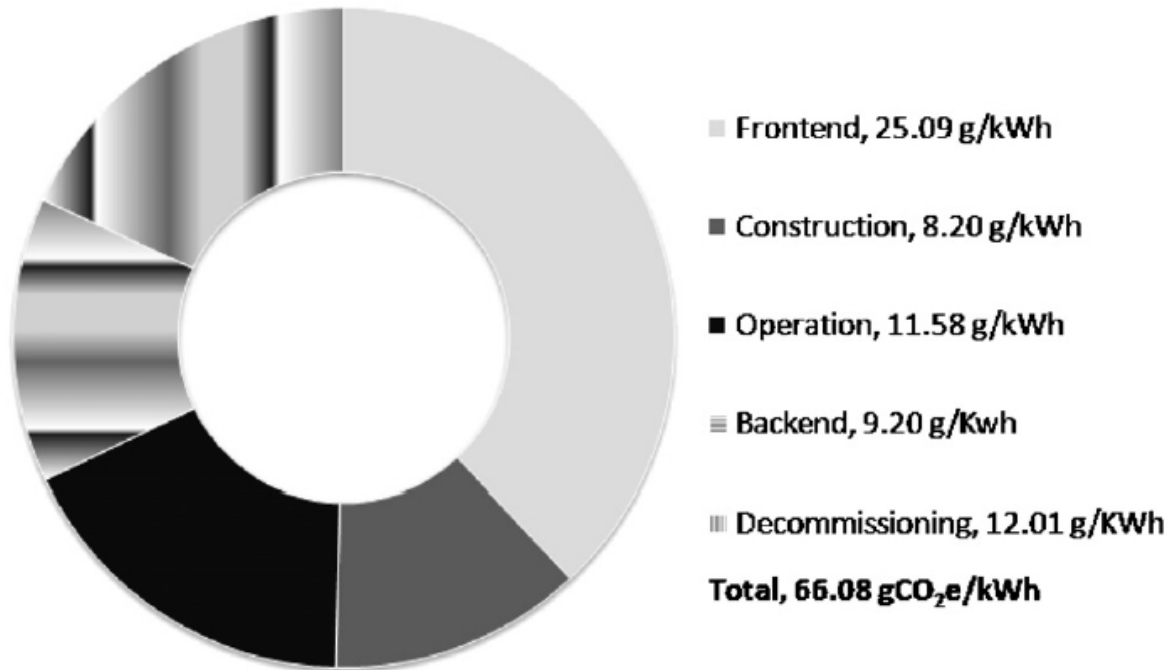


Fig. 4. Mean emissions reported from qualified studies for the nuclear fuel cycle (g CO₂e/kWh).

4.8. Selección del emplazamiento

Las estimaciones también varían significativamente en función del emplazamiento específico del reactor analizado. La **Comisión de Desarrollo Sostenible (2006)** sostiene que la ubicación influye en el rendimiento del reactor (y en consecuencia en las emisiones de carbono equivalentes). Algunas de las formas en las que la ubicación puede influir en las emisiones del ciclo de funcionamiento incluyen diferencias en:

- técnicas de construcción, incluyendo los materiales disponibles, fabricación de componentes, y trabajo de expertos;
- combinación de energías locales usadas en el momento de la construcción;
- distancia recorrida por los materiales y componentes del ciclo del combustible;
- huella de carbono asociadas con la red de transmisión y distribución (T & D) necesaria para conectar la instalación;
- enfriamiento del ciclo del combustible en base a la disponibilidad local de agua y recursos hidrológicos;
- controles ambientales basados sobre permisos locales y requisitos de la ubicación.

Cada uno de estos factores puede afectar sustancialmente la intensidad de energía y la eficiencia del ciclo del combustible nuclear.

Consideremos los dos extremos de la **Tabla 4**. En Canadá, las emisiones equivalentes de gases de efecto invernadero asociadas al ciclo de funcionamiento del CANDU se estiman en aproximadamente de 15 g de CO₂e/kWh. Los reactores CANDU tienden a ser construidos con mano de obra calificada y técnicas de construcción avanzadas, y tienden a utilizar el uranio que se produce de manera doméstica, y relativamente próximo al emplazamiento de los reactores, el uranio es enriquecido con tecnologías limpias y en un entorno de reglamentación y controles medioambientalmente rigurosos. Por el contrario, las emisiones equivalentes de

gases de efecto invernadero asociadas con el ciclo de funcionamiento nuclear de China pueden llegar a ser tan elevadas como 80 g CO₂e/kWh. Esto puede deberse a que los reactores chinos son construidos usando unas técnicas más intensivas en trabajo, deben importar el uranio desde Australia, a través de miles de kilómetros, y enriquecer el combustible principalmente mediante electricidad de centrales térmicas de carbón, que tienen, comparativamente, controles medioambientales y de calidad del aire menos rigurosos.

Tabla 7. Emisiones del ciclo de combustible nuclear de Storm van Leeuwen y Smith (2007), en g de CO₂/kWh

Emissions for the nuclear fuel cycle from storm van Leeuwen and Smith (2007)

Proceso Nuclear	Estimación en g de CO ₂ /kWh
Fase Anterior (total)	16,26– 28,27
Minería y molienda del uranio (minerales blandos y duros) (riqueza del uranio 0,6%)	10,43
Refinado de la torta amarilla y conversión a UF ₆	2,42–7,49
Enriquecimiento del uranio (70% UC, 30% diff)	2,83–8,03
Fabricación del combustible	0,58–2,32
Construcción (total)	16,8– 23,2
Funcionamiento del reactor y mantenimiento (total)	24,4
Fase posterior (total)	15,51– 40,75
Reconversión del uranio empobrecido	2,10–6,24
Empaquetamiento del uranio empobrecido	0,12–0,37
Empaquetamiento de residuos para enriquecimiento	0,16–0,46
Empaquetamiento de residuos de funcionamiento	1,93–3,91
Empaquetamiento de residuos de desmantelamiento	2,25–3,11
Confinamiento del uranio empobrecido	0,12–0,35
Confinamiento de los residuos empobrecidos	0,16–0,44
Confinamiento de los de residuos de funcionamiento	1,84–3,73
Confinamiento de los de residuos de enriquecimiento	1,98–2,74
Almacenamiento provisional en el reactor	0,58–2,32
Acondicionamiento de combustible gastado para su disposición final	0,35–1,40
Construcción, almacenamiento y cierre en un depósito geológico permanente	3,92–15,68
Clausura (total)	39,5– 49,1
Clausura y desmantelamiento	25,2–34,8
Recuperación de Tierras de la mina de uranio (grado de uranio de 0,06%)	14,3
Total	112,47–165,72

4.9. Ciclo de vida operativo

Sobre la relación entre el tiempo que funcionan las plantas en sus emplazamientos, y como influye su factor de capacidad en la valoración de la intensidad de sus emisiones equivalentes de dióxido de carbono. **Storm van Leeuwen et al. (2007)** señalan que una central nuclear con un funcionamiento de 30 años, y con un factor de carga del 82% tiende a producir 23,2 g de CO₂/kWh en su construcción. Un cambio del factor de carga al 85%, y un funcionamiento útil de 40 años, y las emisiones caen aproximadamente un 25%, llegando a 16,8 g de CO₂/kWh. Lo mismo puede decirse del desmantelamiento. Una planta funcionando durante 30 años, con un 82% de factor de capacidad, general 34,8 g CO₂/kWh en su clausura, pero se da un descenso del 28%, a 25,2 g de CO₂/kWh, si el factor de capacidad de mejora al 85%, y la planta funciona durante 40 años.

La mayoría de los estudios cualificados que se han mencionado anteriormente asumen factores de capacidad nuclear, para todo el funcionamiento de la planta, que no parecen coincidir con los rendimientos reales. Casi todos los estudios cualificados informan de factores de capacidad del 85 al 98%, allá donde los rendimientos reales de funcionamiento han sido menores. Mientras que la industria nuclear en los EE.UU. se ha jactado recientemente de factores de capacidad de un rango del 90%, los factores de carga promedio en el ciclo de vida completo de las plantas son muy diferentes: el 66,3% de las plantas en el Reino Unido (**Asociación de Productores de Electricidad, 2007**) y el 81% para promedio mundial (**May, 2002**).

4.10. Tipo de análisis del ciclo de funcionamiento

El tipo de análisis del ciclo de funcionamiento también puede sesgar las estimaciones. Las proyecciones pueden ser “de arriba hacia abajo”, lo que significa que, en general, comienzan con estimaciones de un contaminante, asignan porcentajes a una determinada actividad (tales como “la fabricación de cemento” o “el transporte de carbón”), y derivan luego estimaciones de contaminación de las plantas e industrias. O pueden ser “de abajo hacia arriba”, es decir, que comienzan con un componente particular del ciclo de vida nuclear, calculan las emisiones para el mismo, y se mueven a lo largo del ciclo, realizando la suma de los diferentes componentes. Del mismo modo, los estudios del ciclo de funcionamiento puede ser “basados en procesos” o económicos, en relación al “análisis input-output”. Los “basados en procesos” enfocan el estudio sobre la cantidad de contaminante emitido --en este caso el dióxido de carbono, o su equivalente-- por unidad de producto. Por ejemplo, si la cantidad de la hipótesis de dióxido de carbono asociadas a cada kWh de la generación de electricidad en una región era de 10 g, y el cemento necesarios para un reactor nuclear necesita 10 kWh para su fabricación, un análisis de procesos lleva a la conclusión de que el cemento fue el responsable de 100 g de CO₂. El “análisis input-output” observa las relaciones industriales dentro de la economía para describir cómo la salida (“output”) de una industria se desplaza a otra, en la que sirve como entrada (“input”), e intenta modelar las emisiones de dióxido de carbono como una matriz de interacciones que representa la actividad económica.

Tabla 8. Ciclo de vida de las estimaciones para generadores de electricidad
Lifecycle estimates for electricity generators^a

Tecnología	Capacidad/configuración/combustible	Estimación en g de CO ₂ /kWh
Viento	2.5 MW, marino	9
Hidroeléctrica	3.1 MW, depósito	10
Viento	1.5 MW, en tierra	10
Biogás	Digestión Anaeróbica	11
Hidroeléctrica	300 kW, en el curso del río	13
Térmica Solar	80 MW, colector parabólico	13
Biomasa	Madera forestal Co-combustion con hulla	14
Biomasa	Madera forestal turbina de vapor	22
Biomasa	Forestales de corta rotación Co-combustión con carbón	23
Biomasa	Madera forestal motor alternativo	27
Biomasa	Residuos de madera turbina de vapor	31
Solar PV	Silicona Policristalina	32
Biomasa	Forestales de corta rotación turbina de vapor	35
Geotérmica	80 MW, roca seca caliente	38
Biomasa	Forestales de corta rotación motor alternativo	41
Nuclear	Diversos tipos de reactor	66
Gas natural	Diversas turbinas de ciclo combinado	443
Células de combustible	Hidrógeno a partir de gas reformado	664
Diesel	Varios tipos de generador y turbinas	778
Aceite pesado	Varios tipos de generador y turbinas	778
Carbón	Varios tipos generador con lavado	960
Carbón	Varios tipos generador sin lavado	1050

a) Para la eólica, hidroeléctrica, el biogás, la solar térmica, biomasa y geotérmica, las estimaciones están tomadas de **Pehnt (2006)**. Para el diesel, aceite pesado, el carbón lavado, el carbón sin lavar, el gas natural, las pilas de combustible, las estimaciones se han obtenido de **Gagnon et al. (2002)**. Las estimaciones de solar fotovoltaica se han tomado de **Fthenakis et al. (2008)**. Las nucleares se han tomado de este estudio. Las estimaciones se han redondeado al número entero más próximo.

Storm van Leeuwen et al. (2007), por ejemplo, dependen en gran medida del cálculo de la intensidad energética promedio de diversas partes del ciclo del combustible nuclear, agregando dichas cifras en una estimación final. **Dones et al. (2004a-c)** utiliza el análisis de procesos para describir el ciclo de vida completo de las industrias específicas asociadas al ciclo del combustible de la central nuclear, tales como la fabricación de materiales y productos químicos, la conversión de energía, la transmisión de electricidad, y la gestión de residuos. El **ISA (2006)** utiliza una evaluación del ciclo de funcionamiento híbrido que combina proceso de análisis con las metodologías “input-output”. Es comprensible que enfoques tan diferentes produzcan resultados tan distintos.

5. Conclusión

La primera conclusión es que el valor medio de emisiones a lo largo del curso de la vida útil de un reactor nuclear (según la información de los estudios cualificados) es de 66 g de CO₂e/kWh, debido a la dependencia existente de la infraestructura energética de combustibles fósiles para la construcción de la planta, la clausura, y el procesamiento de combustible junto con la intensidad energética de la minería del uranio y el enriquecimiento. Por lo tanto, la energía nuclear no está en absoluto “libre de carbono” o “libre de emisiones”, a pesar de que es mucho mejor (desde un punto de vista limitado puramente a las emisiones de carbono equivalentes) que la generación de electricidad en base al carbón, el petróleo, o el gas natural, pero peor que la generación con renovables y distribuida a pequeña escala (véase el **Cuadro 8**). Por ejemplo, **Gagnon et al. (2002)** encontraron que el carbón, petróleo, diesel, y el gas natural emiten entre 443 y 1.050 g CO₂e/kWh, mucho más que los 66 g CO₂e/kWh atribuidos al ciclo de funcionamiento nuclear. Sin embargo, **Pehnt (2006)** llevó a cabo un análisis separado del ciclo de funcionamiento de 15 sistemas de generación distribuida y tecnologías de energía renovables, y encontró que todas menos una, la energía solar fotovoltaica (PV), emitían mucho menos g CO₂e/kWh que la media de los informes de las plantas de energía nuclear. En un análisis utilizando datos actualizados sobre la energía solar fotovoltaica, **Fthenakis et al. (2008)** encontraron que las estimaciones actuales sobre las emisiones de gases de efecto invernadero de los típicos sistemas solares fotovoltaicos van desde 29 a 35 g CO₂e/kWh (basado en una insolación de 1700 kWh/m²/año y un coeficiente de rendimiento de 0,8).

La segunda conclusión (y tal vez la más obvia) es que los estudios del ciclo de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al funcionamiento y el ciclo del combustible nuclear, necesitan ser más exactas, transparentes, responsables e integrales. El treinta y nueve por ciento de los estudios revisados sobre el ciclo de vida tenían más de 10 años de antigüedad. El nueve por ciento de los citados en la literatura, eran inaccesibles. El treinta y cuatro por ciento no explicaban su metodología de investigación, se basaban por completo en fuentes secundarias, o no eran explícitos acerca de la distribución de emisiones de carbono equivalente, en las diferentes etapas del ciclo del combustible nuclear. En conjunto, ello significa que en el 81% de los estudios existían deficiencias metodológicas que justificaban su exclusión de la evaluación realizada aquí. No existen estándares identificables en la industria que proporcionen una guía para empresas y compañías que hacen funcionar instalaciones nucleares sobre cómo informar de sus emisiones de carbono equivalente. Los reguladores, las instalaciones, y los operadores deberían considerar el desarrollo de una normalización formal y criterios de presentación de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a los ciclos de vida nucleares similares a los que proporcionan una orientación general para la evaluación del medio ambiente, la gestión y el ciclo de funcionamiento, tales como las normativas ISO 14040 y 14044, pero adaptadas exclusivamente a la industria nuclear.

El restante 19% de los estudios, que estaban relativamente al día, eran accesibles y metodológicamente explícitos, variaban mucho en su amplitud, algunos contabilizaban sólo la construcción y el desmantelamiento en el marco del ciclo de combustible, y otros incluían minería, molienda, enriquecimiento, transformación, construcción, operación, procesamiento, almacenamiento de residuos y desmantelamiento. Añadiendo aún más variación, los estudios diferían en si evaluaban las emisiones futuras de los reactores de algunos pocos casos individuales o las emisiones del pasado para el conjunto del parque nuclear mundial; asumían las tecnologías existentes, o las que se hallan en fase de desarrollo, y presumían que la electricidad necesaria para la minería y el enriquecimiento se generaba a partir de combustibles fósiles, otras centrales nucleares, tecnologías de energía renovable, o una combinación de las mismas.

Además, los reactores específicamente estudiados son muy diferentes entre ellos. Algunos utilizan mineral de uranio de relativamente alta calidad situado cerca del emplazamiento del reactor, mientras que otros requieren la importación de mineral de baja calidad desde miles de kilómetros de distancia. Una planta nuclear en Canadá puede recibir el combustible de uranio de las minas a cielo abierto enriquecido en una instalación de difusión gaseosa, mientras que un reactor en Egipto puede recibir el combustible de una mina subterránea enriquecido a través de una centrifugadora. Una instalación nuclear en Francia puede operar con un factor de

carga del 83% durante 40 años, en un ciclo cerrado de combustible, basándose en combustible reprocesado, mientras que un reactor de agua ligera en los Estados Unidos puede operar con un factor de carga del 81% durante 25 años en "ciclo abierto" lo que genera cantidades significativas de combustible nuclear gastado.

En vez de aclarar los detalles de la complejidad y la variación inherente a las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con el ciclo de vida nuclear, la mayoría de los estudios los confunden; especialmente aquellos motivados por ambos lados del debate nuclear, que tratan de presentar la energía nuclear más limpia o más sucia de lo que realmente es.

Agradecimientos

Mark A. Delucchi, de la Universidad de California Davis; Paul Denholm, del National Renewable Energy Laboratory; Roberto Dones, de Laboratorio de Sistemas de Energía y Análisis de Suiza; V.M. Fthenakis, del Laboratorio Nacional de Brookhaven; Paul J. Meier, de la Universidad de Wisconsin-Madison; y Jan Willem Storm van Leeuwen, aportaron siempre valiosos y excepcionales comentarios y sugerencias en la revisión del manuscrito. Dos revisores anónimos de "Política Energética" también proporcionaron amplias y excepcionales sugerencias en la revisión. Todos tienen la profunda gratitud del autor. A pesar de su ayuda, y por supuesto, todos los errores, suposiciones y conclusiones que se presentan en el artículo son responsabilidad exclusiva del autor.

Referencias

N del T. Se han conservado las referencias sin traducir. Para cotejar la relación con los enlaces se recomienda bajarse el estudio original del sitio web indicado en el inicio.

Andseta, S., Thompson, M.J., Jarrell, J.P., Pendergast, D.R., 1998. CANDU reactors and greenhouse gas emissions. In: Proceedings of the 19th Annual Conference, Canadian Nuclear Society, Toronto, Ontario, Canada, October 18–21, 1998.

[ANRE] Agency for Natural Resources and Energy, 1999. Evaluation of Lifelong Measure of Utilities Nuclear Power Station and Future Concrete Measures. Public Utilities Department, Tokyo.

Areva, 2007. Carbon disclosure project: greenhouse gas emissions. Available at http://www.cdproject.net/download.asp?file=CDP4_Areva_AQ_France120.docS.

Arron, G.P., Mortimer, W.P., Ogram, G.L., Yoshiki-Gravelsins, K., 1991. Environmental evaluation of coal, oil, natural gas and uranium fuel cycles Report No. 91-225-H.

Association of Electricity Producers, 2007. Frequently asked questions about electricity Available http://www.aepuk.com/need_info.phpS.

Australia Coal Association, 2001. Coal in a sustainable society: comparing greenhouse gas emissions from different energy sources Available at <http://www.ciss.com.auS>.

Barnaby, Frank, Kemp, James, 2007a. Too Hot to Handle? The Future of Civil Nuclear Power. Oxford Research Group, Oxford July 2007.

Barnaby, Frank, Kemp, James, 2007b. Secure Energy? Civil Nuclear Power, Security, and Global Warming. Oxford Research Group, Oxford March 2007.

Beckjord, E.S., Ansolabehere, S., Deutch, J., Driscoll, M., Gray, P.E., Holdren, J.P., Joscow, P.L., Lester, R.K., Moniz, E.J., Todreas, N.E., 2003. The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary MIT Study. MIT Press, Cambridge, MA.

Boczar, P., Dastur, A., Dormuth, K., Lee, A., Meneley, D., Pendergast, D., 1998. Global warming and sustainable energy supply with CANDU nuclear power systems. Progress in Nuclear Energy 32 (3/4), 297–304.

Bodansky, David, 1992. Global warming and nuclear power. Nuclear Engineering and Design 136, 7–15.

Bowers, H.I., Fuller, L.C., Myers, M.L., 1987. Cost Estimating Relationships for Nuclear Power Plant Operation and Maintenance. ORNL/TM-10563. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge.

Bude, R., 1985. The potential net energy gain from DT fusion power plants. Nuclear Engineering and Design/Fusion 3, 1–36.

Chapman, P.F., Leach, G., Slesser, M., 1974. The energy costs of fuels. Energy Policy 2 (September), 231–243.

Chapman, P.F., 1975. Energy analysis of nuclear power stations. *Energy Policy* 3, 285–298.

Commonwealth of Australia, Chapter 4: Greenhouse gas emissions and nuclear power. In: *Australia's Hungry World*, Canberra, November 2006, pp. 141–170.

[CRIEPI] Central Research Institute of the Electric Power Industry, 1995. Comparison of CO₂ emission factors between process analysis and I/O-analysis.

CRIEPI Working Document, Tokyo.

DeLucchi, M., 1993. Emissions of Greenhouse Gases from the Use of Transportation Fuels and Electricity, vol. 2. DE94-006166. Argonne National Laboratory, Argonne, IL.

Delucchi, M., 2003. Lifecycle Emissions From Transportation Fuels, Motor Vehicles, Transportation Modes, Electricity Use, Heating and Cooking Fuels, and Materials. University of California-Davis, UCD-ITS-RR-03-17, Davis, CA December.

Denholm, Paul, Kulcinski, Gerald L., 2004. Lifecycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems. *Energy Conversion and Management* 45, 2153–2172.

Diesendorf, Mark, Christoff, Peter, 2006. CO₂ Emissions from the Nuclear Fuel Cycle. *Energyscience.org.au*, Sydney.

Dones, R., 1995. Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland, results for greenhouse gases. IAEA Advisory Group Meeting on Greenhouse Gas Emission from the Full Energy Chain for Nuclear Power and Other Energy Sources, September 28, 1995, IAEA Headquarters, Vienna, Austria. International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Austria, 1995.

Dones, Roberto, 2003. Kernenergie. In: Dones, R. (Ed.), *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den Ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Kokbilanzen für die Schweiz*. Paul Scherrer Institute, Switzerland.

Dones, Roberto, 2007. Critical note on the estimation by storm van Leeuwen J.W. and Smith P. of the energy uses and corresponding CO₂ emissions from the complete nuclear energy chain. Paul Scherrer Institute Policy Report, April 10, 2007.

Dones, R., Frischknecht, R., 1996. Greenhouse gas emissions inventory for photovoltaic and wind systems in Switzerland. Assessment of greenhouse gas emissions from the full energy chain of solar and wind power and other energy sources. An international Advisory Group Meeting on Assessment of Greenhouse Gas Emission from the Full Energy Chain of Solar and Wind Power, October 21–24, 1996. IAEA Headquarters, Vienna, Austria.

Dones, R., Hirschberg, S., Knoepfel, I., 1994. Greenhouse gas emission inventory based on full chain energy analysis. Comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases. In: *Proceedings of an IAEA Advisory Group Meeting/Workshop*, Beijing, China, October 7, 1994. International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Austria, pp. 95–114.

Dones, Roberto, Christian, Bauer, Thomas, Heck, 2003a. LCA of Current Coal, Gas, and Nuclear Electricity Systems and Electricity Mix in the USA. Paul Scherrer Institute, Switzerland.

Dones, R., Heck, Thomas, Hirschberg, S., 2003b. Greenhouse Gas Emissions from energy Systems: Comparison and Overview available at http://gabe.web.p-si.ch/pdfs/Annex_IV_Dones_et_al_2003.pdf.

Dones, R., Heck, Thomas, Hirschberg, S., 2004a. Greenhouse Gas Emissions from Energy Systems: Comparison and Overview. In: *Cutler, Cleveland (Ed.), Encyclopedia of Energy*, vol. 3, pp. 77–95.

Dones, R., Zhou, X., Tian, C., 2004b. Lifecycle assessment of chinese energy chains for shandong electricity scenarios. *International Journal of Global Energy Issues* 22 (2/3), 199–224.

Dones, Roberto, Bauer, Christian, Bolliger, Rita, Burger, Bastian, Heck, Thomas, Roder, Alexander, 2004c. Lifecycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries, Data, Vol. 1. PSA, Villigen.

Dones, R., Heck, Thomas, Emmenegger, Mireille Faist, Jungbluth, Niels, 2005. Lifecycle inventories for the nuclear and natural gas energy systems, and examples of uncertainty analysis. *International Journal of Lifecycle Assessment* 10 (1), 10–23.

Duncan, Otis Dudley, 1978. Sociologists should reconsider nuclear energy. *Social Forces* 57 (1), 1–22.

Echavarri, Luis E., 2007. Is nuclear energy at a turning point? *Electricity Journal* 20 (9), 89–97.

El-Bassioni, A.A., 1980. A Methodology and Preliminary Data Base for Examining the Health Risks of Electricity from Uranium and Coal Fuels. ORNL/Sub-7615/1, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN.

[ERDA] Energy Research and Development Agency, 1976. Net Energy Analysis of

Nuclear Power Production. A National Plan for Energy Research, Development, and Demonstration: Creating Energy Choices for the Future. ERDA 76/1, Washington, DC.

Environmental News Service, 2005. Greenpeace co-founded says nuclear energy is 'only option,' [http://www.euronuclear.org/e-news/ July, e-news-9/greenpeace.htm](http://www.euronuclear.org/e-news/July_e-news-9/greenpeace.htm)S.

ExternE, 1995. Externalities of Energy. EUR 16520 EN, European Commission.

ExternE, 1998. Power generation and the environment—a UK perspective. ExternE- UK AEAT 3776, vol. 1, June 1998, [/http://externe.jrc.es/uk.pdf](http://externe.jrc.es/uk.pdf)S.

Fleming, David, 2007. The Lean Guide to Nuclear Energy: A Lifecycle in Trouble. The Lean Economy Connection, London.

Florini, Ann, 2005. The Coming Democracy: New Rules for Running a New World. Brookings Institute, Washington, DC.

Frischknecht, R., 1995. Inventare für Energiesysteme: Beispiel regenerative Energiesysteme. Brennstoff/Wärme/Kraft 47, 426–431.

Fritsche, Uwe R., 1997. Comparing greenhouse gas emissions and abatement costs of nuclear and alternative energy options from a lifecycle perspective. Paper presented at the CNIC Conference on Nuclear Energy and Greenhouse Gas Emissions, Tokyo, November, 1997.

Fritsche, Uwe R., Lim, Sui-San, 2006. Comparison of Greenhouse-Gas Emissions and Abatement Cost of Nuclear and Alternative Energy Options from a Life-Cycle Perspective. Oko Institute, Darmstadt, Germany (January).

Fthenakis, Vasilis, Alsema, Erik, 2006. Photovoltaics energy payback times, greenhouse gas emissions, and external costs: 2004–early 2005 status. Progress in Photovoltaics Research and Applications 14, 275–280.

Fthenakis, Vasilis, Kim, Hyung Chul, 2007. Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: a life-cycle study. Energy Policy 35, 2549–2557.

Fthenakis, V.M., Kim, H.C., Alsema, M., 2008. Emissions from photovoltaic life cycles. Environmental Science and Technology 42, 2168–2174.

Gagnon, Luc, Belanger, Camille, Uchiyama, Yohji, 2002. Lifecycle assessment of electricity generation options: the status of research in year 2001. Energy Policy 30, 1267–1278.

Heberlin, Scott W., 2003. A Case For Nuclear Generated Electricity. Batelle Press, Columbus, OH.

Heede, Richard, 2005. Aspen Emissions Inventory: Electricity Carbon Factor. Snowmass, Colorado, December 21, 2005.

Held, C., 1977. Energy Analysis of Nuclear Power Plants and their Fuel Cycle. IAEA, Austria.

Hohenwarter, D.J., Heindler, M., 1988. Net power and energy output of the German LWR nuclear power system. Energy 13 (3), 287–300.

Hondo, Hiroki, 2005. Lifecycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. Energy 30 (2005), 2042–2056.

[IAEA] International Atomic Energy Agency, 1996a. Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain for Hydropower, Nuclear Power, and Other Energy Sources. IAEA Advisory Group, Montreal (March).

[IAEA] International Atomic Energy Agency, 1996b. Comparison of Energy Sources in Terms of their Full Energy-Chain Emission Factors of Greenhouse Gases. IAEA-TECDOC-892, Vienna.

[IEA] International Energy Agency, 1994. Energy and the Environment, Transport Systems Responses in the OECD—Greenhouse Gas Emissions and Road Transport Technology. IEA, Paris.

[IEA] International Energy Agency, 2002. Environmental and Health Impacts of Electricity Generation: A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with those of Other Generation Technologies. IEA Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programs, Ontario (June).

[IEA] International Energy Agency, 2007. Key World Energy Statistics. OECD, Paris, 2007.

[ISA] Integrated Sustainability Analysis, 2006. Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia. University of Sydney, Sydney (November 3, 2006).

Izuno, N., Akutsu, N., Yamada, K., 2001. Life-cycle CO₂ analysis of various power generation systems in electric power utilities. In: Proceedings of the 17th Conference on Energy, Economy, and Environment, pp. 199–202.

Kivisto, A., 1995. Energy payback period and CO₂ emissions in different power generation methods in Finland. In:

Proceedings of the 1995 IAEA Conference, Lappeenranta University.

Koch, Frans H., 2000. Hydropower-Internalized Costs and Externalized Benefits. Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programs, Ottawa, Canada.

Krewitt, W., Mayerhofer, P., Friedrich, R., Trukenmuller, A., Heck, T., Brebmann, A., 1998. ExternE-Externalities of Energy. National implementation in Germany ER, Stuttgart.

Kulcinski, Gerald L., 2002. Greenhouse Gas Emissions from Nuclear and Renewable Power Plants. University of Wisconsin, College of Engineering, Madison.

Lee, E.L., Lee, K.J., Lee, Byong Whi, 2000. Environmental assessment of nuclear power generation in Korea. Progress in Nuclear Energy 37, 113–118.

Lee, Kun-Mo, Lee, Sang-Yong, Tak, Hur, 2004. Lifecycle inventory analysis for electricity in Korea. Energy 29 (24), 87–101.

Lewin, B., 1993. CO₂ emission von Kraftwerken unter Berücksichtigung der Vor- und nachgelagerten Energieketten. VDI-Berichte 1093. May, Derek, 2002. Public or private ownership? In: World Nuclear Association Annual Symposium, 4–6 September 2002, London, available at <http://www.worldnuclear.org/sym/2002/pdf/may.pdf>.

Meier, Paul J., 2002. Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis. UWFDM-1181. Fusion Technology Institute, Madison (August).

Meier, Paul J., Kulcinski, G.L., 2002. Life-Cycle Energy Requirement and Greenhouse Gas Emissions for Building-Integrated Photovoltaics. UWFDM-1185. Fusion Technology Institute, Madison (April).

Meier, Paul J., Wilson, Paul, Kulcinski, Gerald, Denholm, Paul, 2005. US electric at industry response to carbon constraint: a lifecycle assessment of supply side alternatives. Energy Policy 33, 1099–1108.

Metzger, Norman, 1984. Energy: The Continuing Crisis. Thomas Y. Crowell Company, New York.

Mortimer, Nigel, 1989. Aspects of the greenhouse effect. In: Friends of the Earth, Proof of Evidence. FOE 9, Proposed Nuclear Power Station Hinkley Point C, June 1989, pp. 8–185.

Mortimer, Nigel, 1991a. Nuclear power and carbon dioxide: the fallacy of the nuclear industry's new

Mortimer, Nigel, 1991b. Nuclear power and global warming. Energy Policy (January/February), 76–81.

Munson, Richard, 2005. From Edison to Enron: The Business of Power and What It Means for the Future of Electricity. Praeger, London.

Nuclear Energy Agency, 2007. Risks and Benefits of Nuclear Energy, available at <http://www.oecdbookshop.org/oecd/display.asp?sf1=identifiers&st1=9264035516S>.

Nuclear Energy Institute, 1998. Energy Recognizes Nuclear Energy's 2, 1998, available at <http://nei.org/newsandevents/fy99budgetrequest/S>.

Nuclear Energy Institute, 2007. World Energy Outlook 2007, November 17, 2007, available at <http://neinuclearnotes.blogspot.com/2007/11/world-energy-outlook-2007.html>.

Ontario Power Authority, 2005. Methods to Assess the Impacts of the Natural Environment of Generation Options. OPA, Richmond Hill, Ontario September.

Pehnt, Marin, 2006. Dynamic lifecycle assessment of renewable energy technologies. Renewable Energy 31 (2006), 55–71.

Pembina Institute, 2007. Nuclear Power and Climate Change. The Pembina Institute Fact Sheet No. 1, May.

Perry, A.M., 1977. Net Energy Analysis of Five Energy Systems. ORAU/IEA(R)-77-12. Oak Ridge Associated Universities, Oak Ridge.

Proops, J.L.R., Gay, Philip W., Speck, Stefan, Schroder, Thomas, 1996. The lifetime pollution implications of various types of electricity generation. Energy Policy 24 (3), 229–237.

Raeder, J., 1977. Energy balances of fusion power plants as the basis of systems studies. IPP4/166. Max-Planck Institute für Plasmaphysik.

Rashad, S.M., Hammad, F.H., 2000. Nuclear power and the environment: comparative assessment of environmental and health impacts of electricity-generating systems. Applied Energy 65, 211–229.

Rombough, C.T., Koen, B.V., 1975. Total energy investment in nuclear power plants. Nuclear Technology 26, 5–11.

- Rose, D.J., Miller, M., Agnew, C., 1983. Global energy futures and CO₂-induced climate change. MITEL 83-015. MIT Energy Laboratory.
- Ruether, John Al., Ramezan, Massood, Balash, Peter C., 2004. Greenhouse gas emissions from coal gasification power generation systems. *Journal of Infrastructure Systems* 10 (3), 111–119.
- Sandgren, J., Sorteberg, S., 1994. Electric power and environmental impacts. Report No. 93-3701. The Norwegian Research Council, Norway, 68pp.
- Science Concepts, 1990. Reducing airborne emissions with nuclear electricity. Study for the US Council for Energy Awareness, January 1990.
- Spadaro, Joseph V., Langlois, Lucille, Hamilton, Bruce, 2000. Greenhouse gas emissions of electricity generation chains: assessing the difference. *IAEA Bulletin* 42 (2), 19–28.
- Spreng, D.T., 1988. Electricity-producing systems. In: *Net Energy Analysis and the Energy Requirements of Energy Systems*. Praeger, New York, pp. 187–216.
- Storm van Leeuwen, J.W., 2006. Nuclear Power and Global Warming, Brussels, October 19, 2006.
- Storm van Leeuwen, J.W., Smith, P., 2005. Nuclear Power: The Energy Balance (Netherlands), available at [/http://www.stormsmith.nls](http://www.stormsmith.nls).
- Storm van Leeuwen, J.W., Smith, P., 2007. Nuclear Power: The Energy Balance — October 2007 (Netherlands), available at [/http://www.stormsmith.nls](http://www.stormsmith.nls).
- Sundqvist, Thomas, 2004. What causes the disparity of electricity externality estimates? *Energy Policy* 32, 1753–1766.
- Sundqvist, Thomas, Soderholm, Patrik, 2002. Valuing the environmental impacts of electricity generation: a critical survey. *Journal of Energy Literature* 8 (2), 3–41.
- Sustainable Development Commission, ., 2006. The Role of Nuclear Power in a Low Carbon Economy: Reducing CO₂ Emissions—Nuclear and the Alternatives. SDC March 2006.
- Tahara, Kojma, K.T., Inaba, A., 1997. Evaluation of CO₂ payback time of power plants by LCA. *Energy Conversion and Management* 38, 615–620.
- Taylor, Martin, 1996. Greenhouse gases and the nuclear fuel cycle? What emissions? *IAEA Bulletin* 39 (2), 12–19.
- Tokimatsu, K., Hondo, H., Ogawa, Y., Okano, K., Yamaji, K., Katsurai, M., 2000. Energy analysis and carbon dioxide emission of tokamak fusion power reactors. *Fusion Engineering and Design* 48, 483–493.
- Tokimatsu, K., Kosugi, T., Asami, T., Williams, E., Kaya, Y., 2006. Evaluation of lifecycle CO₂ emissions from the Japanese electric power sector in the 21st century under various nuclear scenarios. *Energy Policy* 34, 833–852.
- Tsoufanidis, Nicholas, 1980. Energy analysis of coal, fission, and fusion power plants. *Nuclear Technology/Fusion* 1 (April), 238–254.
- Tunbrant, S., Dethlefsen, U., Braunnstroöm-Norberg, B.-M., Andersson, J.-E., Karlsson, E.-B., Lindholm, I., 1996. Livscykelanalys LCA—för kärnkraft. Vattenfall. Energisystem AB, Stockholm, Sweden, February 15, 1996.
- Uchiyama, Y., 1994. Validity of FENCH-GHG study, methodologies and databases. Comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases. In: *Proceedings of an IAEA Advisory Group meeting/Workshop, Beijing, China, October 7, 1994*. International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Austria.
- Uchiyama, Y., 1996. Life-cycle analysis of electricity generation and supply systems. In: *Proceedings of a Symposium of electricity, Health, and Environment: Comparative Assessment in Support of Decision Making, Vienna, Austria, 1996*, pp. 279–291.
- [UKPOST] United Kingdom Parliamentary Office of Science and Technology, 2006. Carbon footprint of electricity generation. Postnote 268 (October).
- Uranium Information Centre, 2007. Uranium Enrichment. *Nuclear Issues Briefing Paper* 33 (October).
- Utgikar, V., Thiesen, T., 2006. Lifecycle assessment of high temperature electrolysis for hydrogen production via nuclear energy. *International Journal of Hydrogen Energy* 31, 939–944.
- Van De Vate, Joop F., 1997. Comparison of energy sources in terms of their full energy chain emission factors of greenhouse gases. *Energy Policy* 25 (1), 1–6.
- Van De Vate, Joop F., 2003. Full-energy-chain greenhouse gas emissions: a comparison between nuclear power,

hydropower, solar power, and wind power. *International Journal of Risk Assessment and Management* 3 (1), 59–74 (July).

Vattenfall, 1997. Vattenfall's Stockholm, Sweden, January.

Vorspools, K.R., Brouwers, E.A., D'Haeseleer, indirect greenhouse gas emissions embedded in emission- results for the low countries. *Applied Energy* 67, 307–330.

Weis, V.M., Kienle, F., Hortmann, W., 1990. Kernenergie und CO₂: Energie-aufwand und CO₂-Emissionen bei der Brennstoffgewinnung. *Elektrizitätswirtschaft* 89.

Weisser, Daniel, 2007. A guide to life-cycle greenhouse gas emissions from electric supply technologies. *Energy* 32, 1543–1559.

White, Scott W., 1995. Energy balance and lifetime emissions from fusion, fission, and coal generated electricity. M.S. Thesis, UWFD-993, University of Wisconsin, Madison, WI.

White, Scott W., Kulcinski, Gerald L., 2000. Birth to death analysis of the energy payback ratio and CO₂ gas emission rates from coal, fission, wind, and DT fusion electrical power plants. *Fusion Engineering and Design* 48 (248), 473–481.

Whittle, C.E., Cameron, A.E., 1977. Energy Requirements for Fluidized-Bed Coal Combustion and Steam Electric Power Plants. ORAU/IEA(M)77-4. Oak Ridge Associated Universities, Oak Ridge.

Winkler, Allan M., 2001. The chimera of nuclear power. In: Shane, J. Maddock (Ed.), *Problems in American Civilization: The Nuclear Age*. Houghton Mifflin Company, New York, pp. 142–144.

World Energy Council, 2004. Comparison of Energy Systems Using Lifecycle Assessment.

World Nuclear Association, 2006. Energy Analysis of Power Systems, March. Yasukawa, S., Tadokoro, Y., Kajiyama, T., 1992. Lifecycle CO₂ emissions from nuclear power reactor and fuel cycle system. In: *Expert Workshop on Lifecycle Analysis of Energy Systems, Methods, and Experiences*, Paris, France, pp. 151–160.

Yoshioka, K., Uchiyama, Y., Kan, M., Hondo, H., 1994. Appreciations of an input–output approach in environmental analysis: estimating CO₂ emissions from thermal and nuclear power generation. *Innovation and Input–Output Techniques* 5 (1), 44–58.