



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

**GESTIÓN DE LOS RESIDUOS
NUCLEARES: COMPARATIVA EN EL
ANÁLISIS ECONÓMICO CON SOLUCIÓN
MIXTA O GESTIÓN ÚNICA EN EL ATC.**

Autor: Pilar M. Sánchez Ávila
Directores: B. Yolanda Moratilla Soria
Rosario Ruiz Sánchez

Madrid

Mayo, 2015

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor Dña. Pilar María Sánchez Ávila, como alumna de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra Proyecto Fin de Carrera “Gestión de los residuos nucleares: comparativa en el análisis económico con solución mixta o gestión única en el ATC”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* (*con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución, de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra (a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión.

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.

- (b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- (c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- (d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

- a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación (curiarte@rec.upcomillas.es).
- d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

a) Deberes del repositorio Institucional:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.

- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.

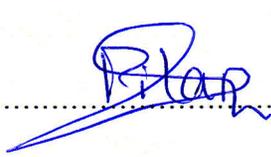
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 25 de mayo de 2015

ACEPTA

Fdo. 

Proyecto realizado por la alumna:

Pilar M. Sánchez Ávila

Fdo.: 

Fecha: 25/05/2015

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter confidencial

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

B. Yolanda Moratilla Soria

Fdo.: 

Fecha: 25/05/2015

Rosario Ruiz Sánchez

Fdo.: 

Fecha: 25/05/2015

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

José Ignacio Linares Hurtado

Fdo.:

Fecha:/...../.....



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

GESTIÓN DE LOS RESIDUOS NUCLEARES: COMPARATIVA EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO CON SOLUCIÓN MIXTA O GESTIÓN ÚNICA EN EL ATC.

Autor: Pilar M. Sánchez Ávila
Directores: B. Yolanda Moratilla Soria
Rosario Ruiz Sánchez

Madrid

Mayo, 2015

ÍNDICE

RESUMEN DEL PROYECTO	1
PROJECT ABSTRACT	6
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1. Motivación.....	13
1.2. Introducción general.....	15
1.3. Líneas de actuación en España.	16
1.3.1. Instalaciones nucleares.	17
1.3.2. Experiencia del reprocesado.....	18
1.3.3. Gestión de los residuos de baja y media actividad	19
1.3.4. Gestión del combustible gastado y los residuos de alta actividad	20
1.4. Metodología.....	25
2. ESTADO DEL ARTE	29
2.1. ¿Qué es un residuo radiactivo?	29
2.2. Modelos de gestión del combustible gastado: ciclo abierto Vs. ciclo cerrado.....	33
2.2.1. Reservas de uranio en el mundo.	35
2.3. Reprocesado y reciclado.	38
2.3.1. Situación internacional.	41
2.4. Legislación europea en materia nuclear.....	42
2.4.1. Directiva 2011/70/EURATOM del Consejo de 19 de julio de 2011.....	43
3. ANÁLISIS ECONÓMICO	49
3.1. Introducción.....	49
3.2. Primer coste de gestión (<i>Front-End</i>).....	49
3.3. Segundo coste de gestión (<i>Back-End</i>).....	55
3.3.1. Funcionamiento en ciclo abierto	55
3.3.2. Funcionamiento en ciclo cerrado.....	57
3.4. Cargas fiscales existentes en España.	60
3.4.1. Aplicación de las cargas fiscales en ciclo abierto.....	62
3.4.2. Aplicación de las cargas fiscales en ciclo cerrado.....	62
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS EN EL CASO ESPAÑOL	67
4.1. Situación de partida.	67
4.1.1. Legado de combustible nuclear.	67
4.1.2. Previsión de la vida útil de las centrales nucleares.....	68
4.2. Resultados del coste de gestión.....	70
4.2.1. Ciclo abierto	70
4.2.1. Ciclo cerrado.....	71
4.2.1. Comparativa.	72
4.2.2. Resultados del coste de gestión.	73
4.3. Resultados de la aplicación de las cargas fiscales.....	75
4.4. Coste total.....	77
4.4.1. Coste total normalizado.	81

4.5.	Análisis del coste total en función del coste de reprocesado.....	83
5.	CONCLUSIONES.....	89
5.1.	Conclusiones de los resultados en ciclo cerrado.	89
5.2.	Conclusiones de los resultados para la solución mixta: reprocesado el 75% del CG.	91
5.3.	Conclusiones de los resultados para la solución mixta: reprocesado el 50% del CG.	92
5.4.	Conclusiones de los resultados para la solución mixta: reprocesado el 40% del CG.	93
5.5.	Conclusiones de los resultados para la solución mixta: reprocesado el 25% del CG.	95
5.6.	Conclusiones del análisis del coste de reprocesado.	96
5.7.	Conclusiones finales.	99
6.	REFERENCIAS	103
ANEXO A: GENERACIÓN STIÓN DEL COMBUSTIBLE		
NUCLEAR.		
1.	Estimación de la generación anual de combustible nuclear.....	109
2.	Costes de gestión en ciclo abierto.....	110
3.	Costes de gestión para solución mixta: reprocesado el 25% del CG..	111
4.	Costes de gestión para solución mixta: reprocesado el 40% del CG...	112
5.	Costes de gestión para solución mixta: reprocesado el 50% del CG...	113
6.	Costes de gestión para solución mixta: reprocesado el 75% del CG...	114
7.	Costes de gestión en ciclo cerrado.....	115
8.	Comparativa en la evolución temporal del coste de gestión.....	116
ANEXO B: APLICACIÓN DE LAS CARGAS FISCALES.		
1.	Cargas fiscales en ciclo abierto.	121
2.	Cargas fiscales para solución mixta: reprocesado el 25% del CG.	122
3.	Cargas fiscales para solución mixta: reprocesado el 40% del CG.	124
4.	Cargas fiscales para solución mixta: reprocesado el 50% del CG.	126
5.	Cargas fiscales para solución mixta: reprocesado el 75% del CG.	128
6.	Cargas fiscales en ciclo cerrado.	130
ANEXO C: COSTES TOTALES.		
1.	Costes totales en ciclo abierto.....	135
2.	Costes totales para solución mixta: reprocesado el 25% del combustible gastado.	136
3.	Costes totales para solución mixta: reprocesado el 40% del combustible gastado.	137
4.	Costes totales para solución mixta: reprocesado el 50% del CG.....	138
5.	Costes totales para solución mixta: reprocesado el 75% del CG.....	139
6.	Costes totales en ciclo cerrado.....	140
ANEXO D: ANÁLISIS DEL COSTE TOTAL EN FUNCIÓN DEL COSTE DE REPROCESADO.....		
		145

1. Extrapolación lineal de los costes totales de cada estrategia al de ciclo abierto.....	145
2. Variación porcentual del coste total según el coste de reprocesado....	146

Índice de figuras

Figura 1: Confinamiento doble de las bóvedas de almacenamiento	24
Figura 2: Instalaciones generadoras de residuos radiactivos en España.	30
Figura 3: Estimación de los RBMA a generar en España y su procedencia.	31
Figura 4: Estimación de los RAA a generar en España y su procedencia.....	32
Figura 5: Opciones de gestión del combustible nuclear gastado.....	34
Figura 6: Distribución global de las reservas de uranio identificadas a un coste inferior a 130 \$/kgHM.....	36
Figura 7: Composición del combustible nuclear gastado sin reprocesar.....	39
Figura 8: Flujo de masas en la fabricación de combustible MOX	40
Figura 9: Flujo de masas en la fabricación de combustible de Reactor Rápido.....	40
Figura 10: Ciclo de combustible de un Reactor Rápido.....	41
Figura 11: Mapa del reciclado en Europa y Japón	41
Figura 12: Secuencia temporal de la primera parte del ciclo de combustible	49
Figura 13: Evolución del precio del uranio natural desde 1982 hasta 2012.....	50
Figura 14: Evolución del precio por servicios de enriquecimiento (SWU) entre 1985 y 2012.	52
Figura 15: Composición de un elemento combustible	53
Figura 16: Flujo de masas para obtener 1kg de combustible UOX a partir de uranio natural.	54
Figura 17: Coste del reprocesado del combustible gastado según distintos estudios actualizado a \$ ₂₀₁₀	59
Figura 18: Cronograma de la vida útil de las CC.NN. españolas con una prolongación de 20 años sobre la previsión del 6ºPGRR.	69
Figura 19: Contribución de cada parte del coste de gestión en ciclo abierto.	71
Figura 20: Contribución de cada parte del coste de gestión en ciclo cerrado.	72
Figura 21: Comparación del coste de gestión total y desglosado en ciclo abierto y en ciclo cerrado en [M€ ₂₀₁₅].	73
Figura 22: Coste total de gestión en [M€ ₂₀₁₅] a lo largo del periodo de estudio para cada alternativa.	74
Figura 23: Contribución porcentual de cada parte del ciclo de combustible al coste total de gestión para cada alternativa.....	74
Figura 24: Desglose porcentual de las cargas fiscales en función del % de combustible gastado reprocesado en cada alternativa de gestión.	76
Figura 25: Coste total de aplicar las cargas fiscales para cada alternativa de gestión en el periodo de estudio [2015-2048].....	77
Figura 26: Coste total en [M€ ₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión en el periodo de estudio [2015-2048].....	78
Figura 27: Recta de regresión del coste total en [M€ ₂₀₁₅] en función del porcentaje de combustible gastado reprocesado.	79
Figura 28: Contribución porcentual del coste de gestión y de las cargas fiscales al coste total del periodo de estudio en cada alternativa.....	80

Figura 29: Costes totales del periodo de estudio desglosados en [M€ ₂₀₁₅].	81
Figura 30: Coste total normalizado en [€ ₂₀₁₅ /MWh] para cada alternativa en todo el periodo de estudio.	82
Figura 31: Análisis del coste total en [M€ ₂₀₁₅] según el coste de reprocesado para cada alternativa en [€ ₂₀₁₅ /kgHM].	83
Figura 32: Incremento porcentual del coste total en cada alternativa respecto al ciclo abierto para cada coste de reprocesado aplicado en [€ ₂₀₁₅ /kgHM].	84
Figura 33: Extrapolación a igualdad con el ciclo abierto del coste total en [M€ ₂₀₁₅] para cada alternativa según el coste unitario de reprocesado en [€ ₂₀₁₅ /kgHM].	85
Figura 34: Detalle de la extrapolación del coste total en [M€ ₂₀₁₅] de las alternativas mixtas y el ciclo cerrado para para igualar al coste total en ciclo abierto.	97
Figura 34: Evolución del coste de gestión del CG para cada alternativa en [M€ ₂₀₁₅] a lo largo del periodo de estudio.	116
Figura 35: Coste de gestión para cada alternativa de gestión acumulado a lo largo del periodo de estudio.	117
Figura 36: Evolución temporal de la aplicación de las cargas fiscales en [M€ ₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión.	131
Figura 37: Coste acumulado de la aplicación de las cargas fiscales en [M€ ₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión.	132
Figura 38: Evolución temporal del coste total en [M€ ₂₀₁₅] para cada alternativa de estudio.	141
Figura 39: Coste total acumulado en [M€ ₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión a lo largo del periodo de estudio.	142

Índice de tablas

Tabla 1: Centrales nucleares en operación en España	17
Tabla 2: Año de saturación de las piscinas de cada grupo nuclear.	21
Tabla 3: Instalaciones de almacenamiento temporal centralizado de RAA/CG en el mundo	34
Tabla 4: Reservas de uranio razonablemente aseguradas (RAR)	37
Tabla 5: Cálculo del primer coste de gestión (<i>Front-End</i>) por cada kg de combustible UOX introducido en el reactor.	55
Tabla 6: Valores de la tasa de impuestos y de descuento nominal.	57
Tabla 7: Cálculo del segundo coste de gestión (<i>Back-End</i>) en ciclo abierto para 1kg de combustible UOX.	57
Tabla 8: Cálculo del segundo coste de gestión (<i>Back-End</i>) en ciclo cerrado para 1kg de combustible UOX.	60
Tabla 9: Tipos impositivos aplicables en ciclo abierto.	62
Tabla 10: Tipos impositivos aplicables en ciclo cerrado.	63
Tabla 11: Extrapolación del combustible nuclear gastado acumulado en las centrales nucleares españolas.	68
Tabla 12: Desglose del coste de gestión unitario en ciclo abierto en \$ ₂₀₀₇ y en € ₂₀₁₅ .	71
Tabla 13: Desglose del coste de gestión unitario en ciclo cerrado en \$ ₂₀₀₇ y en € ₂₀₁₅ .	72
Tabla 14: Contribución porcentual de cada impuesto al importe total de las cargas fiscales para cada alternativa.	75
Tabla 15: Costes totales en [M€ ₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión.	78

Tabla 16: Costes unitarios de reprocesado con igualdad del coste total al de ciclo abierto.	85
Tabla 17: Comparativa de costes entre ciclo cerrado y ciclo abierto.	90
Tabla 18: Comparativa de la contribución al coste total entre ciclo cerrado y ciclo abierto.	90
Tabla 19: Comparativa de costes entre solución mixta al 75% de reprocesado y ciclo abierto.	91
Tabla 20: Comparativa de la contribución al coste total entre solución mixta al 75% de reprocesado y ciclo abierto.	92
Tabla 21: Comparativa de costes entre solución mixta al 50% de reprocesado y ciclo abierto.	92
Tabla 22: Comparativa de la contribución al coste total entre solución mixta al 50% de reprocesado y ciclo abierto.	93
Tabla 23: Comparativa de costes entre solución mixta al 40% de reprocesado y ciclo abierto.	94
Tabla 24: Comparativa de la contribución al coste total entre solución mixta al 40% de reprocesado y ciclo abierto.	94
Tabla 25: Comparativa de costes entre solución mixta al 25% de reprocesado y ciclo abierto.	95
Tabla 26: Comparativa de la contribución al coste total entre solución mixta al 25% de reprocesado y ciclo abierto.	96
Tabla 27: Comparativa de costes totales en [M€ ₂₀₁₅] para costes unitarios de reprocesado en [€ ₂₀₁₅ /kgHM] actuales y extrapolados.	98
Tabla 28: Generación en [Tn] de combustible UOX durante el periodo de estudio. ...	109
Tabla 29: Costes de gestión en ciclo abierto en [M€ ₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.	110
Tabla 30: Costes de gestión para solución mixta con un reprocesado del 25% del CG en [M€ ₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.	111
Tabla 31: Costes de gestión para solución mixta con un reprocesado del 40% del CG en [M€ ₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.	112
Tabla 32: Costes de gestión para solución mixta con un reprocesado del 50% del CG en [M€ ₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.	113
Tabla 33: Costes de gestión para solución mixta con un reprocesado del 75% del CG en [M€ ₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.	114
Tabla 34: Costes de gestión en ciclo cerrado en [M€ ₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.	115
Tabla 35: Resultados en [M€ ₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales correspondientes al ciclo abierto durante el periodo de estudio.	121
Tabla 36: Resultados en [M€ ₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales para solución mixta con un reprocesado del 25% del CG durante el periodo de estudio.	123
Tabla 37: Resultados en [M€ ₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales para solución mixta con un reprocesado del 40% del CG durante el periodo de estudio.	125
Tabla 38: Resultados en [M€ ₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales para solución mixta con un reprocesado del 50% del CG durante el periodo de estudio.	127
Tabla 39: Resultados en [M€ ₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales para solución mixta con un reprocesado del 75% del CG durante el periodo de estudio.	129
Tabla 40: Resultados en [M€ ₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales en ciclo cerrado durante el periodo de estudio.	130
Tabla 41: Costes totales en [M€ ₂₀₁₅] en ciclo abierto durante el periodo de estudio. ..	135

Tabla 42: Costes totales en [M€ ₂₀₁₅] para solución mixta con un reprocesado del 25% del CG durante el periodo de estudio.	136
Tabla 43: Costes totales en [M€ ₂₀₁₅] para solución mixta con un reprocesado del 40% del CG durante el periodo de estudio.	137
Tabla 44: Costes totales en [M€ ₂₀₁₅] para solución mixta con un reprocesado del 50% del CG durante el periodo de estudio.	138
Tabla 45: Costes totales en [M€ ₂₀₁₅] para solución mixta con un reprocesado del 75% del CG durante el periodo de estudio.	139
Tabla 46: Costes totales en [M€ ₂₀₁₅] en ciclo cerrado durante el periodo de estudio...	140
Tabla 47: Coste total en [M€ ₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión para los valores extrapolados y diversos costes de reprocesado en [€ ₂₀₁₅ /kgHM].	145
Tabla 48: Variación porcentual del coste total de cada alternativa respecto al de ciclo abierto según diversos costes unitarios de reprocesado en [€ ₂₀₁₅ /kgHM].	146

GESTIÓN DE LOS RESIDUOS NUCLEARES: COMPARATIVA EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO CON SOLUCIÓN MIXTA O GESTIÓN ÚNICA EN EL ATC.

Autor: Sánchez Ávila, Pilar María.

Directores: Moratilla Soria, Beatriz Yolanda.

Ruiz Sánchez, Rosario.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

En este proyecto se pretende aportar una visión más realista en el análisis económico del ciclo de combustible nuclear, que habitualmente viene dada por la comparativa del ciclo abierto versus ciclo cerrado. Por ello, se analizan unas nuevas soluciones que combinen ambas alternativas en el escenario español. Cada una de estas soluciones, denominadas en este proyecto mixtas, viene definida por el porcentaje del combustible gastado reprocesado, el cual se compone del producido a lo largo del periodo de estudio (desde 2015 hasta 2048), y del almacenado en las piscinas y ATIs de las centrales nucleares españolas. Concretamente se analizarán los costes resultantes de aplicar unos porcentajes del 25%, 40%, 50% y 75% de dicho combustible gastado, que constituyen las estrategias intermedias objeto de estudio.

A su vez, el escenario español viene dado por una serie de condicionantes, además del ya mencionado combustible gastado almacenado, como es, por un lado, la aplicación de la Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética (*Ley 15/2012 de 27 de diciembre, BOE, 28_12_2012*), la cual conlleva la aplicación de las cargas tributarias impuestas a la generación de energía nuclear, en base a la producción de combustible gastado y el almacenamiento de residuos radiactivos. Por otro lado, también se ha de tener en cuenta la hipótesis considerada de una ampliación de veinte años del periodo de operación de las centrales nucleares en funcionamiento en la actualidad sobre lo previsto en el 6º Plan General de Residuos Radiactivos [SECR06] limitando así el periodo de estudio.

Metodología

Para realizar el análisis económico de cada una de las estrategias de gestión del combustible gastado, se ha utilizado como base la metodología de costes empleada por el MIT en su informe *“Nuclear Fuel Recycling, the Value of the Separated*

Transuranics and the Levelized Cost of Electricity” [DER09a], donde se determina un coste para cada parte del ciclo de combustible nuclear en unidades monetarias por kilogramo de metal pesado. Para ello se considera la duración de cada uno de los procesos que se llevan a cabo, para converger todos los costes asociados a un mismo horizonte temporal. Esto permite aplicar el coste unitario de gestión de cada ciclo nuclear (abierto y cerrado) en cada uno de los años del periodo de estudio, y obtener los costes totales al final del mismo. Por último, hay que tener en cuenta que en los reactores españoles se emplea combustible UOX y que el almacenamiento considerado para los residuos será de carácter temporal, como es un ATC, y no en un Almacenamiento Geológico Profundo, ya que para considerar los costes del AGP aún hay muchas incertidumbres asociadas, incluso en los proyectos técnicos en desarrollo en Finlandia y Suecia, así como una gran variación de los costes que llevan asociados dichos proyectos, debido a la falta de experiencia en proyectos de tal envergadura.

Resultados

Una vez determinados los parámetros del ciclo del combustible nuclear tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado, y después de realizar el análisis de costes antes descrito, se llegan a obtener los resultados de lo que costaría el ciclo abierto y el ciclo cerrado como soluciones únicas a la gestión del combustible nuclear usado, así como de las diferentes opciones mixtas antes referenciadas.

Los resultados totales obtenidos para cada estrategia se componen de:

- El coste de gestión derivado del ciclo de combustible nuclear, distinguiéndose en el dos partes: el coste de *Front-End*, que incluye los costes de adquisición del uranio, conversión en UF₆, enriquecimiento y fabricación del combustible UOX; y el coste de *Back-End*, que en el caso del ciclo abierto supone el transporte del combustible gastado y su posterior almacenamiento en un almacén temporal a la espera de su emplazamiento definitivo en un AGP; en el caso de optar por el ciclo cerrado, el *Back-End* se compone del transporte del combustible a la planta de reprocesado y el transporte y posterior almacenamiento de los residuos vitrificados de alta actividad en un almacén temporal.

Ambos costes de gestión se recogen a continuación en la Tabla I.

ALTERNATIVA DE GESTIÓN		Coste de gestión [M€ ₂₀₁₅]	Front-End [M€ ₂₀₁₅]	Back-End [M€ ₂₀₁₅]
Ciclo abierto		10.672,63	9.493,38	1.179,25
Soluciones mixtas	Reprocesado 25% CG	11.453,06	9.493,38	1.959,68
	Reprocesado 40% CG	11.943,28	9.493,38	2.449,91
	Reprocesado 50% CG	12.260,95	9.493,38	2.767,57
	Reprocesado 75% CG	13.055,11	9.493,38	3.561,74
Ciclo cerrado		13.849,27	9.493,38	4.355,90

Tabla I: Costes de gestión en [M€₂₀₁₅] desglosados para cada alternativa de gestión del CG.

- Las cargas fiscales resultan de aplicar la legislación española en materia nuclear, que se concreta en la Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética citada con anterioridad. En el presente proyecto se aplican los tipos impositivos correspondientes por un lado, a la producción de combustible gastado, como consecuencia de la generación de energía en cualquier central nuclear, y que tiene un valor de 2.190 €/kgHM, y por otro lado un impuesto de 70 €/kgHM por almacenamiento de combustible gastado, el cual se aplica en alternativas de ciclo abierto, y un tipo impositivo de 30.000 €/m³ en el caso del almacenamiento de Residuos Radiactivos de Alta Actividad, que corresponde a estrategias en ciclo cerrado.

En la Tabla II se muestran las cuotas tributarias resultantes para cada alternativa de gestión:

ALTERNATIVA DE GESTIÓN		Total cargas fiscales [M€ ₂₀₁₅]	Por producción de CG	Por almacenamiento de CG	Por almacenamiento de RAA
Ciclo abierto		7.060,86	95,21%	4,79%	0,00%
Soluciones mixtas	Reprocesado 25% CG	7.052,39	95,32%	4,56%	0,12%
	Reprocesado 40% CG	6.992,93	96,13%	3,68%	0,19%
	Reprocesado 50% CG	6.953,30	96,68%	3,09%	0,24%
	Reprocesado 75% CG	6.854,20	98,08%	1,57%	0,36%
Ciclo cerrado		6.755,11	99,52%	0,00%	0,48%

Tabla II: Cargas fiscales en [M€₂₀₁₅] desglosadas para cada alternativa de gestión del combustible gastado.

A partir de ambos costes se obtienen los costes totales a lo largo de todo el periodo de estudio, los cuales quedan representados en la Figura I:

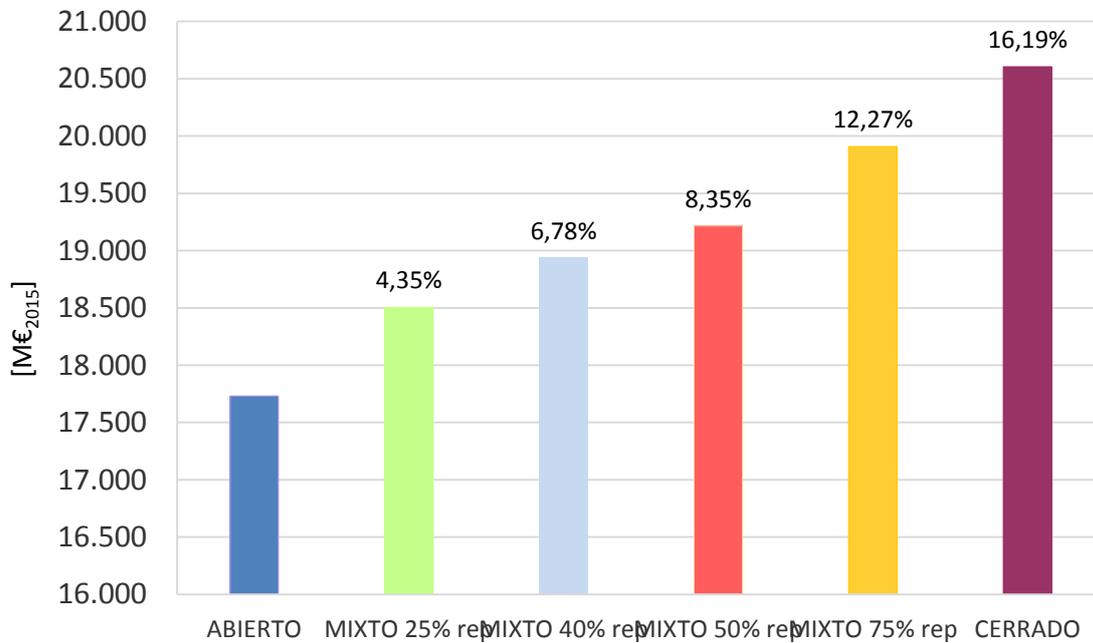


Figura I: Costes totales en [M€₂₀₁₅] para cada una de las alternativas de gestión.

Conclusiones

A partir del análisis de costes realizado, se puede señalar que el coste aumenta cuanto mayor es la cantidad de combustible gastado que se reprocesa. Así pues, el coste total en ciclo cerrado es un 16,19% superior al obtenido en ciclo abierto, disminuyendo hasta el 4,35% en el caso de la solución mixta del 25% de combustible gastado reprocesado.

Este hecho debe fundamentalmente al *Back-End* del coste de gestión, ya que las cargas fiscales no sufren grandes variaciones de unas alternativas a otras, debido a que en todas ellas más del 95% de las cargas fiscales se deben a la producción de combustible gastado, que es el tipo impositivo aplicable tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado, y por tanto, con ello también a las soluciones mixtas.

En un análisis del coste total introduciendo como variable un coste unitario de reprocesado en un rango de 300 a 1300 €₂₀₁₅/kgHM, en intervalos de 200 €₂₀₁₅/kgHM, se obtienen para cada estrategia los costes unitarios de reprocesado que igualan el coste total de cada alternativa con el obtenido anteriormente en ciclo abierto, según se recoge a continuación en la Tabla III:

ALTERNATIVA DE GESTIÓN		Coste de reprocesado [€ ₂₀₁₅ /kgHM]	Coste total [M€ ₂₀₁₅]	Coste de reprocesado [€ ₂₀₁₅ /kgHM]	Coste total [M€ ₂₀₁₅]
Ciclo abierto		No aplica	17.733,49	No aplica	17.733,49
Soluciones mixtas	Reprocesado 25% CG	818,052	18.505,44	63,703	
	Reprocesado 40% CG		18.936,22	83,492	
	Reprocesado 50% CG		19.214,25	94,561	
	Reprocesado 75% CG		19.909,31	109,320	
Ciclo cerrado			20.604,38	116,240	

Tabla III: Comparativa en [€₂₀₁₅/kgHM] del coste de reprocesado unitario inicial y los extrapolados para igualar el coste total in [M€₂₀₁₅] de cada alternativa al coste en ciclo abierto.

Por tanto, se puede concluir que el ciclo cerrado es la estrategia más económica para precios de reprocesado inferiores a 116,24 €₂₀₁₅/kgHM, y para valores superiores, el ciclo abierto es la opción más rentable. Sin embargo, dichos valores quedan fuera del intervalo de valores utilizado en la actualidad en los contratos de gestión a largo plazo de los residuos nucleares entre las empresas de reprocesado y los gobiernos.

Hay que destacar que las cargas fiscales resultantes son menores cuanto mayor es el porcentaje de combustible gastado reprocesado, por tanto se puede concluir que la legislación española vigente favorece el reprocesado.

En la segunda parte del coste de gestión o *Back-End*, donde influye el coste almacenamiento temporal de los residuos, el coste aumenta conforme también lo hace el porcentaje de combustible gastado reprocesado pese a que ello implique una reducción en el volumen de los residuos, por lo que este hecho no es significativo en una toma de decisiones a favor de las estrategias de reprocesado.

Por último, el hecho de ampliar veinte años el periodo de operación de las centrales nucleares españolas, justifica en mayor medida el uso del reprocesado frente al ciclo abierto, ya que con ello se consigue un mayor aprovechamiento de los ATIs y las instalaciones actuales para el almacenamiento temporal de los residuos radiactivos, debido a la reducción de volumen de los mismos que implica el reprocesado del combustible gastado.

RADIOACTIVE WASTE MANAGEMENT: A COMPARATIVE FRAMEWORK IN THE ECONOMIC ANALYSIS WITH MIXED SOLUTIONS OR SINGLE MANAGEMENT IN A CENTRALIZED INTERIM STORAGE.

Author: Sánchez Ávila, Pilar María.

Supervisors: Moratilla Soria, Beatriz Yolanda.

Ruiz Sánchez, Rosario.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

PROJECT ABSTRACT

Introduction

This project is aimed to provide a more realistic vision in the analysis of nuclear fuel cycle, which is normally given by the comparative of Once-Through Cycle versus Twice-Through Cycle. Because of that, new solutions are analyzed which combine both alternatives in Spanish situation. Each one of these solutions, called mixed solutions in this project, are defined by the percentage of reprocessed spent fuel, which is made up of the generated fuel during the period considered (from 2015 to 2048), and the fuel which has been stored in nuclear power plant pools and other individual dry storages. In particular, costs resulting from applying 25%, 40%, 50% and 75% percentages from above spent nuclear fuel will be analyzed, and they constitute intermediate strategies under research.

In turn, Spanish situation comes from a range of determinants, as well as above-mentioned plant pool spent nuclear fuel as on one hand, the implementation of the *Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética (Ley 15/2012 de 27 de diciembre, BOE, 28_12_2012)*, which involves the implementation of tax burdens imposed to nuclear power generation, because of the production of spent nuclear fuel and the disposal of radioactive waste. In addition, the hypothesis of considering an extension of twenty years for operating period deadline of nuclear power plants which are currently running from what is planned in the 6th General Plan of Radioactive Waste [SECR06] must also be taken into account, so this fact delimits the period of study.

Methodology

To analyze economically each spent nuclear fuel management strategy, it has been based on the methodology of costs from MIT which is reported on “*Nuclear Fuel Recycling, the Value of the Separated Transuranics and the Levelized Cost of*

Electricity” [DER09a], where a cost in monetary units per kilogram of heavy metal is established to each part of nuclear fuel cycle. To that end, the length of each process is considered in order to all costs associated converge at a time horizon equal. This permits to implement the fuel cycle unit cost of both (Once-Through Cycle and Twice-Through Cycle) each year of the study period, and then getting total costs and the end of the period. Finally, considering that UOX fuel is required for Spanish reactors, and spent nuclear fuel storage will be interim, like a centralized interim storage, and not a deep geological repository, because at considering deep geological repository costs there are still many uncertainties associated, even in technical projects under development in Finland and Sweden, just as a wide variety of the costs associated to these projects, due to the lack of experience in projects on such a large scale.

Results

In turn nuclear cycle parameters are established for both Once-Through Cycle and Twice-Through Cycle, and after making the costs analysis previously described, results of how much both cycles would cost are achieved like single solutions for spent nuclear fuel management, just as above-mentioned different mixed options.

Total results obtained for each strategy consist of:

- The management cost from nuclear fuel cycle, which is made up of two parts: the *Front-End* cost, which includes the costs of uranium purchase, conversion to UF₆, enrichment and fabrication of UOX fuel; and the *Back-End* cost, which involves the costs of transport of spent nuclear fuel and its subsequent interim storage until being placed finally in a geological repository in the Once-Through Cycle; in the case of Twice-Through Cycle, *Back-End* cost includes the costs of transporting of the spent nuclear fuel to a reprocessing plant, of reprocessing and of the following transport of the vitrified High-Level Waste to an interim storage and its storage there.

Both parts of management cost and total management cost are shown below in Table I.

MANAGEMENT ALTERNATIVES		Management cost [M€ ₂₀₁₅]	<i>Front-End</i> [M€ ₂₀₁₅]	<i>Back-End</i> [M€ ₂₀₁₅]
Once-Through Cycle		10.672,63	9.493,38	1.179,25
Mixed solutions	Reprocessed 25% SNF	11.453,06	9.493,38	1.959,68
	Reprocessed 40% SNF	11.943,28	9.493,38	2.449,91
	Reprocessed 50% SNF	12.260,95	9.493,38	2.767,57
	Reprocessed 75% SNF	13.055,11	9.493,38	3.561,74
Twice-Through Cycle		13.849,27	9.493,38	4.355,90

Table I: Broken down management costs in [M€₂₀₁₅] for each SNF management alternative.

- Tax burdens are obtained from applying the Spanish legislation in nuclear which sets in the law of “*Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética*” already mentioned. In this study, different tax rates are applied, on one hand, 2.190 €/kgHM corresponding to the production of spent nuclear waste, which is a consequence of generating nuclear power in every nuclear plant, and on the other hand, a tax of 70 €/kgHM due to the storage of spent nuclear fuel for alternatives of Once-Through Cycle and a charge of 30.000 €/m³ in case of storing High-Level Waste belonging to strategies of Twice-Through Cycle.

The resulting tax burdens for each alternative of management are shown in Table II:

MANAGEMENT ALTERNATIVES		Total tax burdens [M€ ₂₀₁₅]	Per production of SNF	Per storage of SNF	Per storage of HLW
Once-Through Cycle		7.060,86	95,21%	4,79%	0,00%
Mixed solutions	Reprocessed 25% SNF	7.052,39	95,32%	4,56%	0,12%
	Reprocessed 40% SNF	6.992,93	96,13%	3,68%	0,19%
	Reprocessed 50% SNF	6.953,30	96,68%	3,09%	0,24%
	Reprocessed 75% SNF	6.854,20	98,08%	1,57%	0,36%
Twice-Through Cycle		6.755,11	99,52%	0,00%	0,48%

Table II: Broken down tax burdens in [M€₂₀₁₅] for each SNF management alternative.

Total costs are obtained from both management costs and tax burdens throughout the period of study, and they are shown in the Figure I:

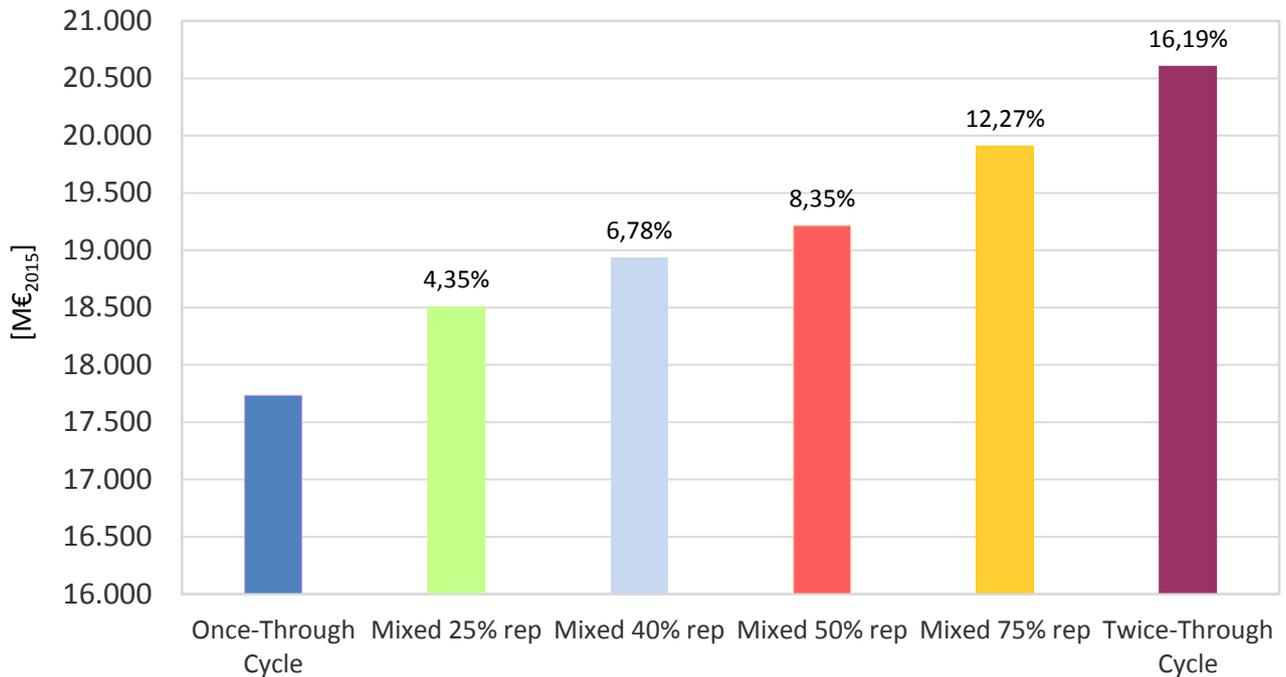


Figure I: Total costs in [M€₂₀₁₅] for each management alternative.

Conclusions

The analysis of costs permits to point the fact of total costs increase with the percentage of spent nuclear fuel reprocessed. Hence, total cost in Twice-Through Cycle is 16,19% higher than the result in Once-Through Cycle. In case of the mixed solution with 25% of spent nuclear fuel reprocessed, total cost decreases until 4,35% above Once-Through Cycle.

This is mainly due to the part of *Back-End* from management cost because tax burdens do not vary greatly from some alternatives to others, because in most of them more about 95% of tax burdens are as a result of the production of spent nuclear fuel, and this tax rate is applied in both cycles, and as a consequence, at mixed solutions as well.

In an analysis of total cost entering as a variable the unit cost of reprocessing in a range from 300 to 1300 €₂₀₁₅/kgHM, in intervals of 200 €₂₀₁₅/kgHM, for each strategy it is obtained the unit price of reprocessing which equalizes the total cost of the alternative to the total cost in Once-Through Cycle, according to it is shown in Table III:

MANAGEMENT ALTERNATIVES		Reprocessing cost [€ ₂₀₁₅ /kgHM]	Total cost [M€ ₂₀₁₅]	Reprocessing cost [€ ₂₀₁₅ /kgHM]	Total cost [M€ ₂₀₁₅]
Once-Through Cycle		No aplica	17.733,49	No aplica	17.733,49
Mixed solutions	Reprocessed 25% SNF	818,052	18.505,44	63,703	
	Reprocessed 40% SNF		18.936,22	83,492	
	Reprocessed 50% SNF		19.214,25	94,561	
	Reprocessed 75% SNF		19.909,31	109,320	
Twice-Through Cycle			20.604,38	116,240	

Tabla III: Comparative in [€₂₀₁₅/kgHM] from initial reprocessing unit cost inicial and extrapolated results to equalize total cost of each alternative to Once-Through Cycle total cost in [M€₂₀₁₅].

Therefore, it can be concluded Twice-Through Cycle is the most economic strategy for prices of reprocessing lower than 116,24 €₂₀₁₅/kgHM, while for upper values, Once-Through Cycle is the more profitable option. However, those values are outside the range currently used in long-term contracts for the management of High-Level Waste between reprocessing companies and governments.

It should also be emphasized than the results of tax burdens obtained from applying the current Spanish law foster reprocessing strategy, because it contributes to decrease the value of taxes in reprocessing strategies to a greater extent than in Once-Through Cycle.

In the second part of management cost, *Back-End*, where interim storage of radioactive waste is relevant, it increases as the percentage of reprocessed spent nuclear fuel although it involves a reduction in waste volume, so this fact is not significant on decision making in favour reprocessing strategies.

The fact of extending twenty years the operating period of Spanish nuclear plants justifies further reprocessing instead of Once-Through Cycle, because it contributes to a more efficient use of individual dry interim storages and other available storage facilities for radioactive waste, due to reprocessing spent nuclear fuel involves a reduction of the initial volume.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación.

La energía nuclear tiene gran importancia en el panorama energético español, pues garantiza la base del mix tecnológico de generación de electricidad. Con siete reactores en funcionamiento en la actualidad, satisface de forma casi permanente 7.866 MW, lo que significa un 7,7% de la capacidad total de generación, 102.259 MW en el conjunto del país.

Las ventajas de la energía nuclear son muchas, ya que aunque el coste de inversión es elevado, es un sistema estable y robusto. Además, las fuertes medidas de seguridad adoptadas reducen los posibles riesgos para que las centrales puedan operar en condiciones de seguridad para los trabajadores y el entorno, así como la gestión de los residuos radiactivos de origen nuclear. Estas características, unidas a su bajo coste de producción en comparación con otras tecnologías, hacen que sea indispensable y participe siempre en el perfil previsto de demanda. Hay que tener en cuenta que la generación de energía en las centrales nucleares contribuye a la reducción de emisiones de CO₂, pues la energía nuclear no contamina la atmósfera. Sin embargo, aun así, la búsqueda de otras formas de gestionar y poder reutilizar los residuos nucleares o disminuir su radiactividad es vital para asegurar el futuro energético a generaciones venideras.

Por otra parte, el mayor número de medidas de protección para garantizar la seguridad conllevan en general un aumento de los costes a lo largo del ciclo de combustible nuclear. Asimismo, la influencia de la ley española de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética (*Ley 15/2012 de 27 de diciembre, BOE, 28_12_2012*) significó un cambio considerable en el balance económico para la tecnología nuclear, debido al incremento de las cargas tributarias por almacenar el combustible UOX gastado obtenido en el proceso de generación de electricidad.

Para solucionar el problema de la gestión del combustible gastado, existe la alternativa del reprocesamiento del mismo, un proceso contrastado y con suficiente experiencia internacional. El reprocesamiento permite separar el uranio y el plutonio del resto de residuos no aprovechables, para posteriormente poder fabricar nuevo combustible, mientras que los residuos obtenidos se almacenan en cápsulas vitrificadas, con una gran disminución del volumen de los mismos. Esto permite no sólo aprovechar el recurso natural del uranio, sino también reducir el espacio necesario para almacenar los residuos radiactivos. No obstante, la tecnología del reprocesado aún sigue siendo cara, por lo que muchos países continúan a día de hoy gestionando el combustible gastado en ciclo abierto.

1. Introducción

El ciclo cerrado dispone también de otras ventajas e incluso algunos ingresos no cuantificables que se detallan a continuación:

- ✓ Aprovechamiento del terreno. La reducción de los residuos radiactivos a un 20% del volumen inicial del combustible gastado hace que disminuya la necesidad de construir futuros ATIs o un ATC, que sí serían necesarios en ciclo abierto, y destinando por tanto dichos espacios a otros usos.
- ✓ En el caso de producirse un aplanamiento de la demanda eléctrica, como se prevé que suceda en el futuro gracias a los contadores inteligentes (*smart grids*), el reprocesado aportaría una ventaja competitiva a la energía nuclear, ya que al ser una energía sólida y robusta, cobraría una mayor importancia frente a futuras inversiones al solucionarse en gran parte el problema actual existente en la gestión definitiva de los residuos nucleares.
- ✓ La energía nuclear no emite CO₂ a la atmósfera, contribuyendo así a la reducción de emisiones al sustituir a otros tipos de energía que sí contaminan la atmósfera. Sin embargo, de nuevo la gestión de los residuos en ciclo abierto es un hándicap que se solventaría en mayor medida al convertir el uranio en un recurso casi sostenible, pues consigue cerrar el ciclo del combustible nuclear.
- ✓ Mayor aprovechamiento del uranio. El reprocesado y el posterior reciclado del combustible gastado permiten que los recursos de uranio actualmente localizados perduren por mucho más tiempo que si sólo se empleara el ciclo abierto.
- ✓ Las instalaciones o almacenes destinados al almacenamiento del combustible gastado requieren unas especificaciones más restrictivas debido a su gran volumen y nivel de radiotoxicidad, lo que conlleva unos costes superiores al destinado a una instalación centralizada para el almacenamiento sólo de residuos vitrificados procedentes del reprocesado, ya que éstos, al encontrarse en seco, y confinados en cápsulas vitrificadas, facilita su almacenamiento en condiciones de seguridad, con el consiguiente ahorro en costes de inversión y mantenimiento.

Para dar una alternativa intermedia entre la gestión en ciclo abierto y en ciclo cerrado, en este proyecto se propone hacer un análisis de una tercera vía más realista, que combine ambos ciclos y que aporte nuevos resultados. Así pues, en dichas soluciones, denominadas aquí mixtas, se estudia el coste total resultante de reprocesar ciertos porcentajes del combustible gastado, permaneciendo el resto del combustible en ciclo abierto. Por último, se realiza un análisis para cada alternativa con diversos costes de reprocesado, para poder analizar su influencia en el coste total y establecer las tendencias del coste de reprocesado que permitan una competencia en costes realista con el ciclo abierto.

1.2. Introducción general.

La cuestión a resolver en muchos de los países con centrales nucleares es el modo de gestión de los residuos radiactivos. En España, el 6º Plan General de Residuos Radiactivos [SECR06] prevé un funcionamiento en ciclo abierto. Para ello se prevé la creación de un Almacén Temporal Centralizado en Villar de Cañas (Cuenca), proyecto que fue aprobado en 2011.

Recientes estudios han comparado el coste de gestión del combustible en ciclo abierto y en ciclo cerrado teniendo en cuenta las cargas fiscales que impone la legislación española, donde el ciclo abierto resulta un 6,6% más económico que el ciclo cerrado sin tener en cuenta los créditos recibidos por la venta del uranio y del plutonio obtenidos del reprocesado del combustible gastado. Sin embargo, las tendencias al alza del precio del uranio natural en los últimos años y las políticas incipientes hacia modelos más sostenibles, tienden a mejorar la posición actual del ciclo cerrado en cuanto a costes económicos se refiere.

Para comprender la situación actual en España en materia nuclear hay que tener en cuenta dos aspectos, por un lado la percepción social, especialmente tras los accidentes de Chernobyl (1989) y Fukushima (2011) y por otro lado la falta de una política energética estable en lo que afecta a las distintas tecnologías energéticas.

La inseguridad a largo plazo en el apoyo a la energía nuclear, trae consigo incertidumbres como el alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares españolas y la forma más económica de la gestión de los residuos. Con ello, la puesta en funcionamiento de un almacén temporal centralizado daría solución a la gestión del combustible gastado por muchos años.

Parece útil analizar los resultados que se obtendrían al reprocesar distintas proporciones del combustible usado del parque nuclear español. Ésta sería una opción intermedia, al combinar la estrategia actual del ciclo abierto con un futuro más sostenible, pese a que en la actualidad el ciclo cerrado encarece el coste. En esta nueva solución combinada, denominada mixta, se calcula el coste para distintos porcentajes del combustible UOX usado en las centrales españolas.

En consecuencia, los objetivos del proyecto se pueden resumir en:

- Calcular el coste total para las dos alternativas básicas de gestión del combustible UOX gastado generado en España hasta el 31/12/2014, ciclo abierto y ciclo cerrado, añadiendo las soluciones mixtas o combinaciones de las anteriores, y aplicando además las cargas fiscales que impone el estado español, con una prolongación de veinte años del periodo de operación previsto en la actualidad de los reactores nucleares.

- Analizar los resultados obtenidos para cada alternativa así como la contribución del coste de gestión y los resultados de las cargas fiscales. Se realizará un análisis adicional del coste total en función del coste de reprocesado, realizando una comparativa con el ciclo abierto.
- Se analizarán los resultados, comparándolos con otros estudios y se extraerán conclusiones. Por último, a partir de los resultados, se determinará la mejor política en materia de energía nuclear para el país.

1.3. Líneas de actuación en España.

Los orígenes de la energía nuclear en España se remontan a finales de los años cuarenta, cuando se creó una Comisión dentro del Consejo Superior de Investigaciones Científicas. En 1963 se creó la Ley sobre la Energía Nuclear y se autorizó la primera central nuclear española en Almonacid de Zorita. Éste fue el comienzo del auge de la energía nuclear en España, impulsada también por la crisis del petróleo y el desarrollo americano de los reactores de agua a presión. A la central de Zorita le seguiría la construcción de las centrales de Santa María de Garoña, en 1971, y Vandellós I en 1972. Posteriormente, se fueron construyendo las centrales de Generación II que funcionan en la actualidad y que son descritas en el apartado 1.3.1. Dicho auge por las centrales nucleares se paralizó a comienzos de la década de los 80 con la llegada del nuevo gobierno en 1982, que se comprometió a limitar la potencia del sector nuclear a 7500 MW debido a la oposición social motivada por el accidente de Three Mile Island (Estados Unidos). Ello supuso la cancelación de parte del programa nuclear iniciado por las eléctricas españolas en la década de los 70, alguno casi a punto de entrar en funcionamiento, lo que derivó en la conocida moratoria nuclear, solución económica dada a las eléctricas españolas que estaban tras dichos proyectos en compensación por la derogación de la inversión. Entre los proyectos anulados, destacan:

- Dos grupos en Lemóniz, en Vizcaya.
- Dos grupos en Valdecaballeros, en la provincia de Badajoz.
- Un segundo grupo en Trillo (Guadalajara).

A partir de la ley del Sector Eléctrico del 27 de noviembre de 1997, se liberalizó el mercado de generación y comercialización de la electricidad, permitiendo la construcción de cualquier central siempre que se cumpla la normativa vigente. Sin embargo, los elevados costes de inversión y seguridad no atraen el capital necesario para la construcción de nuevas centrales.

1. Introducción

A la ley de 1997 le siguió el Real Decreto 1464/1999 el cual introdujo varias disposiciones en materia nuclear:

- La creación de un stock de reserva, que se encuentra en la fábrica de elementos combustibles de Juzbado, con abastecimiento suficiente para el funcionamiento durante 5 años de las centrales españolas.
- La obligación a las centrales nucleares de disponer de una recarga de combustible al menos dos meses antes de que ésta se produzca.
- Una reserva conjunta de uranio enriquecido. Esta condición originó la creación de la CAU (Comisión de Aprovechamiento del Uranio) por parte de las compañías propietarias de las centrales, con el fin de planificar el suministro de uranio a medio y largo plazo. Al representar de forma conjunta a todos los reactores, aumenta la capacidad de negociación con los proveedores de uranio para conseguir mejores precios y condiciones, que se igualan para todas las centrales españolas.

1.3.1. Instalaciones nucleares.

En España actualmente están en funcionamiento cinco centrales nucleares con un total de siete unidades, según se recoge en la Tabla 1, siendo todos ellos de Generación II. Juntos constituyen el 7,2% de la potencia instalada y en el 2014 generaron 57.304,23 GWh, con un factor de operación medio del 89,79%, lo que supuso un 20,5% de la energía generada ese año [ASOC14].

Grupo nuclear	Potencia [MWe]	Reactor	Inicio operación
Almaraz I (Cáceres)	1049,4	PWR – Westinghouse	Septiembre 1983
Almaraz II (Cáceres)	1004,5	PWR – Westinghouse	Julio 1984
Ascó I (Tarragona)	1032,5	PWR – Westinghouse	Diciembre 1984
Ascó II (Tarragona)	1027,2	PWR – Westinghouse	Marzo 1986
Cofrentes (Valencia)	1092	BWR – General Electric	Marzo 1985
Trillo (Guadalajara)	1066	PWR – KWU-Siemens	Agosto 1988
Vandellós II (Tarragona)	1087,1	PWR – Westinghouse	Marzo 1988

Tabla 1: Centrales nucleares en operación en España. Fuente: [ASOC13].

Al margen de las propias centrales, en España existen varias plantas que participan en el proceso de fabricación del combustible, algunas en funcionamiento, como la fábrica

de elementos combustibles de Juzbado (Salamanca), otras como la de Quercus de concentrados de uranio en Saelices el Chico (Salamanca), que estuvo parada desde 2003 hasta 2012 a la espera de su reapertura debido a la subida en 2007 del precio de los concentrados de uranio, y que en la actualidad se encuentra en fase de desmantelamiento, y otras ya en fase de vigilancia o clausuradas por finalización de su vida útil, como las plantas de concentrados de uranio Elefante en Saelices el Chico, y Lobo en La Haba (Badajoz), respectivamente.

Otras instalaciones radiactivas comunes, al margen de la generación nuclear, son hospitales, industrias y centros de investigación. En instalaciones médicas es cada vez más frecuente el uso de isótopos radiactivos para el diagnóstico y tratamiento de enfermedades, como es el caso del I-131 para tratar la enfermedad del tiroides o el Co-60 en el tratamiento de tumores. Estas actividades producen residuos radiactivos de media actividad en fase líquida, pero también otros sólidos, normalmente materiales que han podido estar en contacto. Todos ellos son retirados y gestionados como residuos de media actividad.

1.3.2. Experiencia del reprocesado.

En los años 70, en España se optó por reprocesar el combustible gastado de las centrales de Generación I hasta el año 1982, salvo en el caso de Vandellós I que prosiguió, como se describe a continuación.

José Cabrera

También es conocida como Zorita, debido a que se encuentra en el término municipal de Almonacid de Zorita (Guadalajara). Fue la primera central que entró en funcionamiento en España, empezando a construirse en 1965 hasta que en julio de 1968 se conectó a la red eléctrica. Es una central de reactor de agua a presión (PWR), diseño Westinghouse, y con una potencia instalada de 150 MW.

El cese definitivo de explotación tuvo lugar el 30/04/2006, y en la actualidad se encuentra en fase de desmantelamiento, iniciada en 2010 y con un horizonte de seis años de duración.

El combustible gastado generado hasta 1983 fue enviado a reprocesar a Reino Unido, mientras que el generado con posterioridad permanece en el Almacén Temporal Individualizado (ATI) creado junto a dicha central, cuyas características se detallan más adelante.

1. Introducción

Sta. M^a de Garoña

Situada en el término municipal del mismo nombre, en la provincia de Burgos, fue puesta en marcha en marzo de 1971. Tiene una potencia instalada de 466 MW y su reactor es de agua en ebullición (BWR) de General Electric. Los primeros residuos obtenidos del combustible irradiado en la central de Santa María de Garoña fueron enviados a reprocesar a las instalaciones de BNFL en Reino Unido.

La empresa propietaria de la central, Nuclenor, finalmente decidió el 30/06/2013 cesar la explotación de la central a raíz de la Ley de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética del 27 de diciembre de 2012, la cual se explica con detalle en el capítulo 3 de este proyecto. Con la entrada en vigor de esta nueva ley, la compañía propietaria se situaría en patrimonio neto negativo, lo que condujo al cierre de la central, que se mantiene durante la elaboración de este proyecto.

Vandellós I

Esta central está situada en Hospitalet de l'Infant, en la provincia de Tarragona. Con una potencia instalada de 480 MW, era el único reactor tipo GCR (grafito-uranio natural) existente en España. Empezó a operar en mayo de 1972 y cesó su actividad en octubre 1989, debido al elevado coste que suponía su puesta en funcionamiento de nuevo tras el incendio ocurrido en 1989. La primera fase del desmantelamiento de la central obligó a reprocesar todo el combustible gastado que se encontraba almacenado en las piscinas de la central y otros residuos de media actividad, enviándose a las instalaciones de COGEMA en Francia, de donde se recibirán 68 cápsulas de residuos vitrificados para su almacenamiento [ENRE14]. En una segunda fase, se desmantelaron los edificios, instalaciones y estructuras exteriores al cajón del reactor, el cual quedó confinado (desmantelamiento a nivel 2). De esta forma se liberó gran parte del emplazamiento de la central. Desde 2004 se encuentra en fase de latencia, periodo de espera durante 25 años que permite una reducción significativa de los niveles radiológicos hasta que se realice el desmantelamiento de la estructura de hormigón que alberga el reactor, hasta el nivel 3 o clausura completa.

1.3.3. Gestión de los residuos de baja y media actividad

Almacén Centralizado de El Cabril

El Cabril es un centro de almacenamiento superficial de los residuos radiactivos de baja y media actividad, situado en el municipio de Hornachuelos (Córdoba). Empezó a construirse en 1990 y a explotarse en 1992, para dar cabida de una forma definitiva al importante volumen de residuos de este tipo originados en el desmantelamiento de las

1. Introducción

centrales nucleares y otras instalaciones radiactivas. En el año 2000 se iniciaron los trámites para la construcción de una instalación complementaria para los residuos de muy baja actividad que entró en funcionamiento en octubre de 2008.

El almacén centralizado de El Cabril está formado por dos zonas, una de edificios, constituida por dos laboratorios de calidad, edificios de acondicionamiento de los residuos e instalaciones auxiliares; y otra zona de almacenamiento, que a su vez se divide en:

- Almacenamiento de residuos de baja y media actividad, zona formada por dos plataformas, de 16 y 12 celdas de almacenamiento. Las celdas son estructuras de hormigón armado con capacidad para 320 contenedores. Una vez completa la capacidad de las plataformas, se inicia un periodo de vigilancia y control del emplazamiento de 300 años.
- Almacenamiento de residuos de muy baja actividad, con una plataforma de cuatro estructuras específicas de almacenamiento. Estos residuos suelen ser materiales sólidos, normalmente chatarras y escombros que se encuentran mínimamente contaminados con isótopos radiactivos. Una vez completada cada estructura, comienza un periodo de vigilancia y control del emplazamiento durante 60 años.

Las instalaciones están automatizadas a través de una sala de control y disponen de medios para acondicionar los residuos de media y baja actividad antes de su almacenamiento definitivo en forma sólida. Los procedentes de las centrales nucleares llegan acondicionados, al contrario que los procedentes de hospitales, centros de investigación o industrias.

El diseño de las instalaciones está dotado de resistencia sísmica y tiene en cuenta la integración con el entorno, al emplear una última capa de origen vegetal en el cierre de cada estructura.

A 31/12/2013 el almacén de baja y media actividad se encontraba al 69,61% de su capacidad, mientras que el de muy baja tenía una ocupación del 19,75%.

La tecnología empleada en El Cabril le ha convertido en un referente internacional en el almacenamiento de residuos de baja actividad, como constata la *Nuclear Regulatory Commission* estadounidense.

1.3.4. Gestión del combustible gastado y los residuos de alta actividad

Tanto los residuos vitrificados de alta actividad procedentes del reprocesado como los elementos combustibles posteriores a la fisión en los reactores nucleares, contienen gran

1. Introducción

cantidad de isótopos radiactivos de vida media y larga para ser almacenados en instalaciones específicas que garanticen la seguridad de su gestión.

La política llevada a cabo en España en cuanto a la gestión del combustible gastado del parque nuclear ha sido hasta ahora, salvo en los casos citados anteriormente, la de prolongar el almacenamiento en las piscinas de las centrales, donde tras descargarlo del reactor, se lleva a cabo durante unos años el enfriamiento necesario antes de su almacenamiento a largo plazo. Las paredes de las piscinas suelen ser de hormigón armado, revestido internamente con acero inoxidable. Tienen entre 10 y 13 metros de profundidad para asegurar que las barras de combustible, de 4,5 metros y colocadas verticalmente estén cubiertas por varios metros de agua. La elección de agua como almacén se debe a su alto coeficiente de transmisión del calor y sus buenas propiedades como transparencia y manejabilidad, lo que facilita la detección de fugas, además de su bajo coste.

Ante la previsible saturación de las piscinas, a lo largo de la década de los noventa se acometió la ampliación de la capacidad de éstas con el objetivo de prorrogar el tiempo de almacenamiento antes de disponer de otro de mayor alcance. Esta ampliación se llevó a cabo mediante la sustitución de los bastidores iniciales, que albergan los elementos combustibles, por otros de boro, que compactándolos permiten un mayor espacio. En la Tabla 2 se recoge el año de saturación previsto para las piscinas de cada una de ellas. Para solucionar el almacenamiento de las centrales cuyas piscinas están al límite de su capacidad, progresivamente se han ido construyendo diversos Almacenes Temporales Individualizados (ATIs) junto a las centrales de Trillo, José Cabrera y Ascó, que emplean una tecnología de almacenamiento en seco de los contenedores y cuyas características se detallan más adelante.

Central	Año de saturación
Almaraz I	2021
Almaraz II	2022
Ascó I	2012
Ascó II	2013
Cofrentes	2021
Garoña	2015
Trillo (ATI)	2040
Vandellós II	2020

Tabla 2: Año de saturación de las piscinas de cada grupo nuclear. Fuente: [CONS11].

1. Introducción

Almacén Temporal Individualizado de Trillo

En funcionamiento desde mediados de 2002, se trata de una nave de hormigón, con capacidad para almacenar 80 contenedores ENSA-DPT (Doble Propósito de Trillo), cuya tecnología, desarrollada en la fábrica de equipos nucleares sita en Maliaño (Cantabria), permite tanto el almacenamiento temporal en seco como el transporte de 21 elementos combustibles cada uno. Una de las ventajas de esta técnica es que la instalación de los contenedores se acomete según las necesidades. Dichos contenedores cilíndricos, de 5,02 metros de altura y 2,36 metros de diámetro, están compuestos por una secuencia de acero-plomo-acero-blindaje neutrónico y han sido sometidos a exhaustivas pruebas de seguridad, pudiendo soportar caídas desde 9 metros, fuego a 800°C, pérdida de blindaje neutrónico, terremotos, etc.

A 31/12/2013 se encontraban almacenados en el ATI 23 contenedores con un total de 483 elementos combustibles.

Almacén Temporal Individualizado de José Cabrera

Situado a unos 200 metros del edificio de contención de la central, consiste en una losa de hormigón armado de 40x10 metros y más de un metro de espesor. Terminó de construirse en 2008 y en 2009 se procedió a guardar el combustible gastado en los 12 contenedores, de tipo HI-STORM 100Z (*Holtec International Storage and Transfer Operation Reinforced Module*), con un total de 377 elementos combustibles. Cada contenedor está formado por una cápsula cilíndrica multipropósito de acero inoxidable, con un bastidor interno con capacidad para confinar 32 elementos combustibles. Esta cápsula se encuentra dentro de un módulo de almacenamiento de acero y hormigón, que le proporciona el blindaje necesario contra la radiación, al mismo tiempo que constituye una vía de evacuación del calor generado y protege la estructura de la cápsula. En la instalación también existe un pozo con el contenedor de transferencia que permite trasladar la cápsula durante la carga y transferencia del combustible gastado desde la piscina de la central hasta el módulo de almacenamiento con el blindaje y la protección estructural necesarios.

Almacén Temporal Individualizado de Ascó

Fue inaugurado en abril de 2013, con el objetivo de liberar las piscinas de la central para posteriores ciclos de operación y ampliar la capacidad de almacenamiento de la central a través del almacenamiento en seco de los elementos combustibles irradiados en las dos unidades.

Para ello, se baja un contenedor de transferencia Hi-Trac al pozo de carga de la piscina y se introducen los elementos combustibles en unas cápsulas metálicas (MPC) situadas en el interior del contenedor, que a continuación se retira de la piscina. Una vez secas las cápsulas, se rellenan con helio para asegurar la transferencia de calor en el

1. Introducción

almacenamiento y la integridad del combustible a largo plazo. Tras esto, las cápsulas son trasladadas al módulo de almacenamiento Hi-Storm, que a su vez es trasladado finalmente al ATI.

En el 6º Plan General de Residuos Radiactivos [SECR06] se dieron los primeros pasos para gestión temporal del combustible gastado y los residuos de alta actividad de la totalidad del parque español, con la proposición de un almacén centralizado que dé una solución a estos materiales, señalando su construcción como un objetivo prioritario.

Almacén Temporal Centralizado

España debe afrontar la gestión de los residuos de alta actividad al igual que hizo con los de media y baja. El proyecto del ATC nace en España con la pretensión de crear un modelo energético sostenible y despejar dudas en cuanto a la gestión de los residuos nucleares siguiendo las pautas marcadas por el 6ºPGRR en el año 2006 [SECR06]. El ATC deberá estar preparado para almacenar también los residuos procedentes del reprocesado comentados con anterioridad así como los residuos de alta y media actividad procedentes del desmantelamiento de las centrales nucleares. El hecho de almacenar los residuos de forma centralizada en una instalación, permite reducir costes, pues se optimizan los recursos y las operaciones de mantenimiento y vigilancia, y se evita la dispersión de los mismos a lo largo de la geografía española con el consiguiente ahorro económico y ambiental. Además es una instalación reversible, ya que permite recuperar los residuos al final de su vida útil. Así pues, se trata una solución con una fiabilidad y seguridad contrastadas, habiendo sido adoptada en gran parte de los países desarrollados, como Alemania, Bélgica, Estados Unidos, Francia, Japón, Países Bajos, Reino Unido, Rusia, Suecia y Suiza (ver Tabla 3 en sección 2.2.).

También en el año 2006 se creó mediante el Real Decreto 775/2006 un comité asesor técnico para gestionar los criterios que debía cumplir el ATC. En diciembre de 2009 la Secretaría de Estado de Energía dispuso la convocatoria para que se presentasen los municipios interesados en albergar el ATC [MOR13a]. Tras el largo proceso político, legal y administrativo, finalmente fue aprobado el 30/12/2011 el municipio Villar de Cañas (Cuenca) para el emplazamiento del ATC, dada su situación geográfica centrada respecto a las centrales nucleares españolas.

Se trata de una instalación en superficie de aproximadamente 300 metros de largo por 20 metros de alto, para el almacenamiento en seco por un periodo de explotación autorizado de sesenta años, aunque en realidad está diseñado para cien. El proyecto del ATC incluye varios edificios con diversas prestaciones [ENRE14]: un edificio de recepción, un edificio de procesos, un edificio de servicios auxiliares, las bóvedas de almacenamiento, un almacén de residuos especiales, un almacén de espera de contenedores y un laboratorio de combustible gastado y residuos radiactivos. Este

1. Introducción

último, formará parte del Centro Tecnológico Asociado (CTA), que a su vez se completará con un parque empresarial de vivero de empresas y naves industriales.

La tecnología elegida para el ATC es el almacenamiento en bóvedas. Consiste en un edificio constituido por módulos, en este caso seis, los cuales se dividen a su vez en dos bóvedas que contienen unos los de almacenamiento que serán de acero inoxidable con un doble confinamiento. En el primer confinamiento se depositan las cápsulas que contienen los residuos radiactivos rellenas con helio, para no superar ciertas temperaturas y que se puedan recuperar. Dichas cápsulas se encuentran en los propios tubos mencionados anteriormente constituyendo el segundo confinamiento, pero rellenos de un gas inerte distinto al helio, para detectar cualquier tipo de fuga entre las dos barreras. Las bóvedas tienen paredes de gran espesor y entradas y salidas de aire independientes para la refrigeración por convección natural del combustible gastado o los residuos (ver Figura 1). De esta forma, el aire circula entre los tubos de almacenamiento permitiendo la evacuación del calor residual de los materiales almacenados sin entrar en contacto con los mismos [ENRE14].

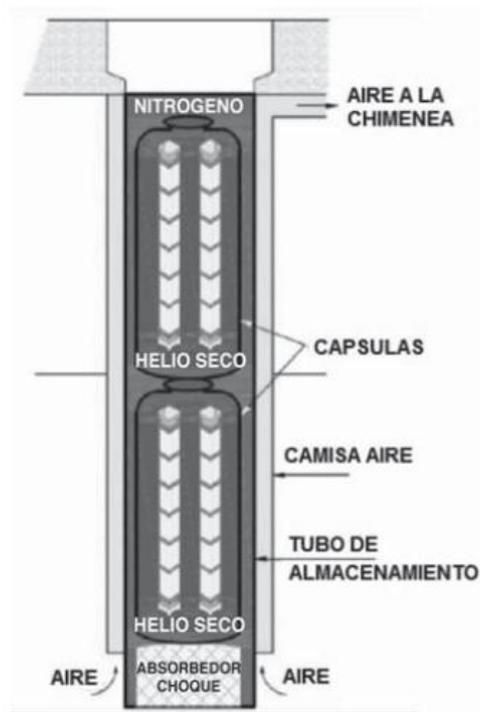


Figura 1: Confinamiento doble de las bóvedas de almacenamiento. Fuente: [MOR13a].

El 6º PGR [SECR06] también prevé la necesidad de un Almacenamiento Geológico Profundo cuando finalice el periodo de vida útil del ATC, y así poder albergar de forma definitiva, el combustible gastado y los residuos de alta y media actividad. Sin embargo,

queda fuera del presente estudio al salirse del horizonte temporal marcado y la gran incertidumbre existente en cuanto a criterios económicos se refiere.

Por tanto, el ATC permite solucionar la gestión de los residuos en los próximos años, con un margen amplio para decidir la estrategia más adecuada en la gestión de los residuos, en función de cómo evolucione la tecnología nuclear y los costes que impliquen las tecnologías de reprocesado.

1.4. Metodología.

Para establecer el coste total del ciclo abierto y del ciclo cerrado, primero se calcula el coste de gestión, basándose en la metodología del *Massachusetts Institute of Technology* [DER09a], donde se calcula el coste normalizado de generación eléctrica (*Levelized Cost of Electricity, LCOE*), es decir, el coste total por unidad de energía producida, en unidades monetarias por kg de combustible UOX introducido en el reactor. Para ello se considera la duración de cada uno de los procesos que se llevan a cabo, para converger todos los costes asociados a un mismo horizonte temporal. Esto permite aplicar el coste unitario de gestión de cada ciclo nuclear (abierto y cerrado) en cada uno de los años del periodo de estudio, y obtener los costes totales al final del mismo.

Este coste unitario de gestión consta a su vez de dos partes, el correspondiente al *Front-End* (compra de uranio, conversión, enriquecimiento y fabricación de combustible UOX), y el correspondiente al *Back-End* (transporte al ATC y almacenamiento temporal de UOX en caso de ciclo abierto; y transporte, reprocesado y almacenamiento temporal de UOX y vidrios, además del transporte de éstos últimos en el caso de ciclo cerrado).

Posteriormente, se aplican las cargas fiscales correspondientes a la ley energética que afecta a la gestión del combustible nuclear usado. Estas cargas fiscales se aplican por kg de combustible UOX utilizado en la generación de energía nucleoelectrónica y por su posterior almacenamiento, es decir, por metro cúbico de residuos radiactivos de muy baja, baja y media actividad producidos y almacenados.

Como hipótesis de partida para el cálculo, se consideran los siguientes supuestos:

- Prolongación de la vida útil las centrales 20 años adicionales a lo previsto en el VI Plan de Residuos Radiactivos del año 2006 [SECR06], de forma que el horizonte de estudio abarca desde 2015 hasta el año 2048.
- Implementación del ciclo cerrado y de los ciclos mixtos a partir del año 2018, año previsto para que el ATC entre en funcionamiento. El envío a reprocesar del

combustible gastado almacenado en las distintas centrales españolas se realizará de forma equilibrada desde el 2018 hasta el final del periodo de estudio.

- Los subproductos obtenidos del reprocesado (uranio y plutonio reprocesados) no retornan a España, al contrario que los residuos vitrificados, que son devueltos al país de origen para ser almacenados de forma definitiva.
- No se consideran créditos en el balance de flujos de caja por el uranio y el plutonio reprocesados debido al bajo precio del mercado del plutonio, sino que éstos son utilizados o vendidos en el mercado con el fin de fabricar nuevamente combustible UOX o combustible MOX por parte de países extranjeros.
- No se tiene en cuenta el coste de funcionamiento de cada una de las centrales ni el de enfriamiento del combustible usado en las piscinas de dichas centrales ya que este coste no tiene relevancia en un análisis comparativo de los modos de gestión del combustible, al ser inherente a la generación de energía nuclear.

CAPÍTULO 2

ESTADO DEL ARTE

2. ESTADO DEL ARTE

2.1. ¿Qué es un residuo radiactivo?

Según el VI Plan de Residuos Radiactivos [SECR06], por residuo radiactivo se define *“cualquier material o producto de desecho, para el cual no está previsto ningún uso, que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de radiactividad superiores a los establecidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear”*.

El inconveniente que presentan los residuos radiactivos es que emiten radiaciones ionizantes, lo que puede suponer un riesgo para el ser humano y el entorno, por lo que deben ser gestionados y controlados con el fin de garantizar la seguridad.

Existen multitud de actividades generadoras de residuos radiactivos, derivadas de las aplicaciones que ofrecen los isótopos radiactivos en diversos campos además de la generación de electricidad, como la medicina, para el diagnóstico y tratamiento de enfermedades, la industria, para medir espesores o densidades, o en arqueología, para realizar dataciones. Sin embargo, el 95% de los residuos radiactivos procede de la producción de energía en las centrales nucleares, a raíz de las actividades del ciclo de combustible y el desmantelamiento final de las centrales.

En España se generan residuos radiactivos por toda la geografía nacional, como puede apreciarse en la Figura 2, bien en instalaciones nucleares o en instalaciones radiactivas, entendiéndose por estas últimas aquellas instalaciones que contengan una fuente de radiación ionizante o donde se produzcan, traten, manipulen o almacenen materiales radiactivos.

2. Estado del arte

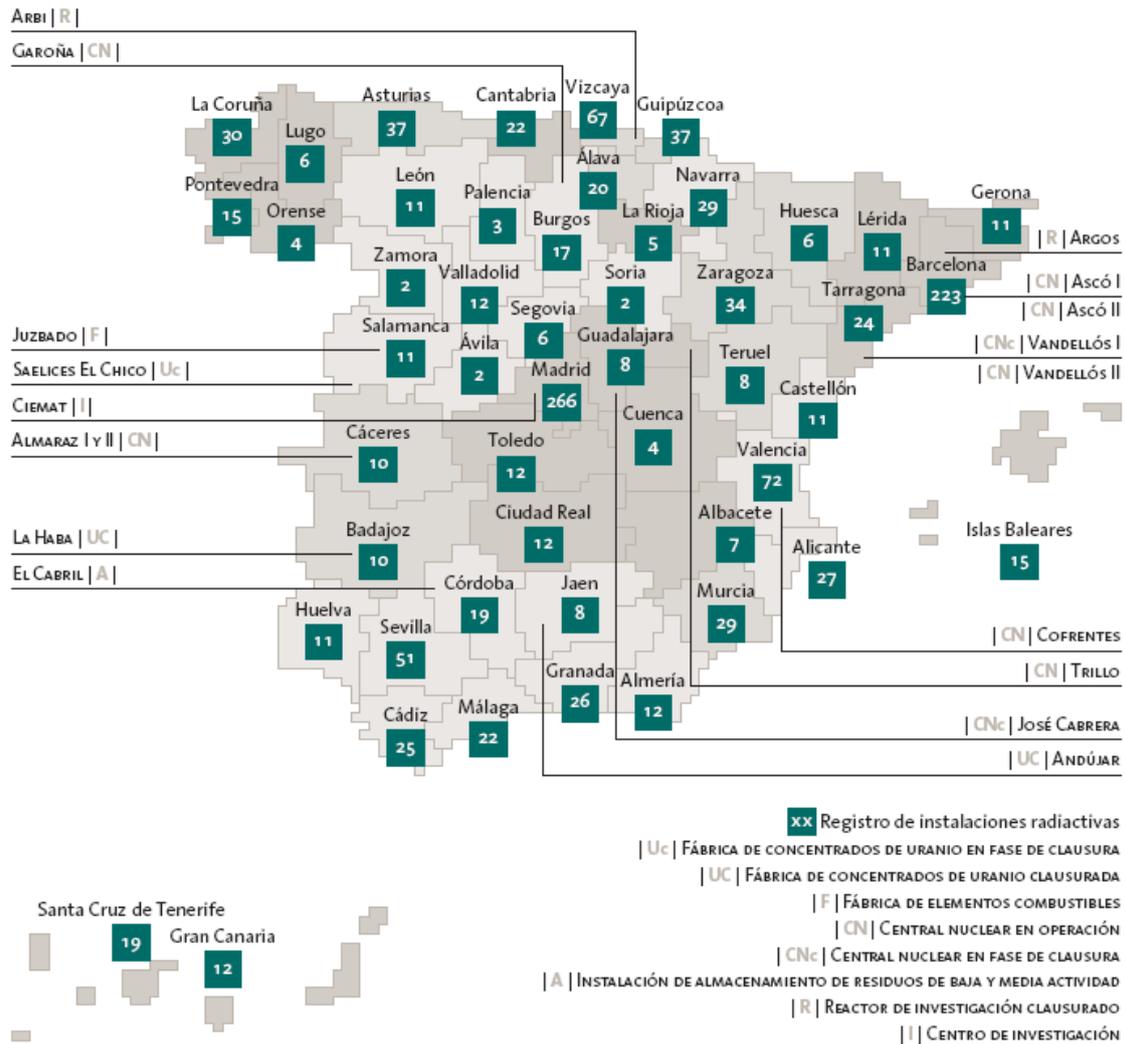


Figura 2: Instalaciones generadoras de residuos radiactivos en España. Fuente: [SECR06].

En España, los residuos radiactivos se clasifican en dos grandes grupos [SECR06]:

- Los **Residuos de Baja y Media Actividad (RBMA)**, se caracterizan por su baja actividad específica por elemento radiactivo, no generan calor, contienen radionucleidos emisores beta-gamma con periodos de desintegración inferiores a 30 años y emisores alfa no debe superar 0,37 GBq/t (0,01Cu/t en promedio). Estos residuos son tratados y almacenados definitivamente en las instalaciones de El Cabril (Córdoba), junto con los Residuos de Muy Baja Actividad (RBBA), caracterizados por tener un periodo de desintegración menor y por tanto sus criterios de gestión son menos exigentes que los titulares de este grupo.

En la Figura 3 se muestra cuantitativamente la procedencia de este tipo de residuos de la estimación del total de RBMA generados en España, que asciende

2. Estado del arte

a 176.300 m³ (de los cuales a fecha 31/12/2005 ya se había generado el 21% del total previsto).



Figura 3: Estimación de los RBMA a generar en España y su procedencia. Fuente: [SECR06].

- Los **Residuos de Alta Actividad (RAA)**, se caracterizan por contener radionucleidos de larga vida, con periodo de desintegración superior a 30 años, y emisores alfa en concentraciones superiores a 0,37 GBq/t. Su almacenamiento definitivo requiere estructuras más complejas para poder garantizar el aislamiento de los seres humanos y el medio ambiente, estando para ello a profundidades superiores a 500 metros. En este grupo, además de otros residuos, se encuentra el combustible nuclear gastado, que tras ser descargado del reactor, se almacena temporalmente bajo agua en las piscinas de las centrales para ser enfriado, y tras este periodo, que suele durar cinco años, se trasporta a otra instalación que dependerá de su modo de gestión. También se incluyen en este grupo aquellos Residuos de Media Actividad que por sus características no es adecuado que sean almacenados en El Cabril de forma definitiva.

En la Figura 4 se muestra cuantitativamente la procedencia de este tipo de residuos de la estimación del total de RAA generados en España, que asciende a 12.800 m³, de los cuales unos 10.000 m³ corresponderían a combustible gastado y el resto de residuos procederían del reprocesado o del desmantelamiento de las centrales nucleares si no se modifica el modelo de gestión de los residuos.

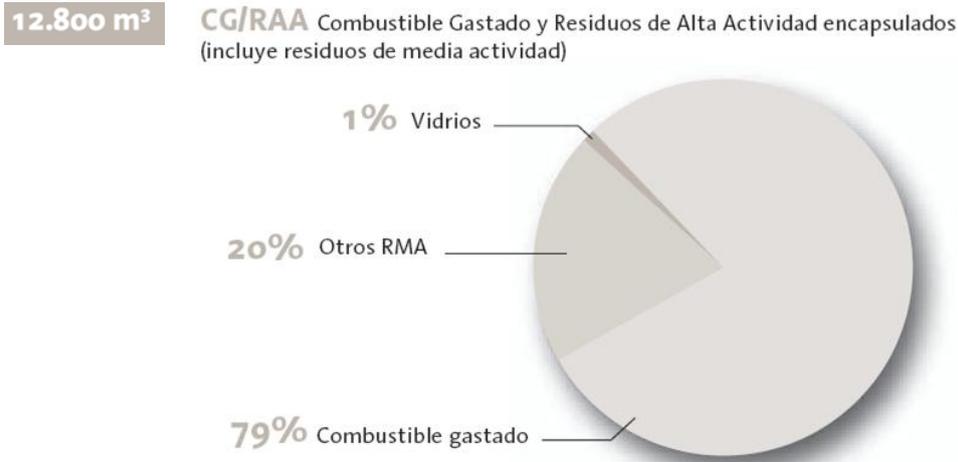


Figura 4: Estimación de los RAA a generar en España y su procedencia. Fuente: [SECR06].

Sin embargo, no en todos los países se utiliza la misma clasificación. Por ello, para facilitar la cooperación entre los estados miembros, la Comisión de la Unión Europea, el 15 de septiembre de 1999 [EURA99], propuso la siguiente clasificación de los residuos radiactivos sólidos:

- Residuos radiactivos de transición, principalmente de origen médico, se desintegran durante el periodo de almacenamiento temporal, y pasando tras una desclasificación, a gestionarse fuera del sistema de control reglamentario.
- Residuos de baja y media actividad (*LILW*), aquéllos cuya concentración de radionucleidos sea tal que la energía térmica generada durante su evacuación sea suficientemente baja. Este grupo se divide a su vez en:
 - Residuos de vida corta (*LILW-SL*), cuyos radionucleidos tengan un periodo de desintegración menor o igual al Cesio-137 (Cs-147) y al Estroncio-90 (Sr-90), esto es, treinta años aproximadamente. La concentración de emisores alfa de vida larga se limita a 4000Bq/g (4GBq/t) en lotes individuales y una media de 400Bq/g en el volumen total de residuos (0,4 GBq/t).
 - Residuos de vida larga (*LILW-LL*), con radionucleidos de vida larga y emisores alfa con concentraciones superiores al límite para los de vida corta.
- Residuos de alta actividad (*HLW*), los que su concentración de radionucleidos es tal que debe tenerse en cuenta la generación de energía térmica durante su evacuación y almacenamiento.

En España, la retirada de los residuos radiactivos es llevada a cabo por ENRESA, empresa encargada de gestionar los residuos radiactivos, incluyendo el combustible gastado así como del desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares.

2.2. Modelos de gestión del combustible gastado: ciclo abierto Vs. ciclo cerrado.

La gestión de los residuos radiactivos comprende todas las actividades técnicas y administrativas desde que se generan hasta su almacenamiento definitivo. Las actividades administrativas son aquéllas orientadas al control y seguridad de las operaciones técnicas durante la gestión.

En la actualidad, existen dos alternativas en la gestión del combustible gastado. Por un lado, el **ciclo abierto**, estrategia adoptada por países como Suecia o Finlandia, que considera el combustible gastado como un residuo y tras décadas de almacenamiento temporal, se procede a almacenarlo de forma definitiva en un AGP (Almacenamiento Geológico Profundo). Éstos consisten en un almacenamiento de los residuos a 500 metros de profundidad acondicionados en cápsulas de cobre donde queda confinado el elemento combustible. La falta de experiencia y la gran envergadura de este tipo de proyectos hace que evaluar su coste conlleve una gran incertidumbre.

La otra alternativa, el **ciclo cerrado**, consiste en reprocesar el combustible gastado, el cual aún contiene un 96% de potencia calorífica, y así obtener uranio y plutonio reprocesado, que dejan de considerarse residuos. Ambos sirven como materia prima para fabricar combustible MOX, sin embargo, para fabricar combustible UOX sólo se utiliza el uranio, por lo que el plutonio reprocesado se puede vender en el mercado internacional. Tras el reprocesado también se obtiene una pequeña parte de residuos radiactivos que posteriormente son vitrificados para su destino final, que es el almacenamiento geológico definitivo. La principal ventaja frente al ciclo abierto, es que estos residuos vitrificados ocupan un 20% del volumen de combustible gastado antes reprocesar. Este proceso se denomina PUREX, y se encuentra implantado en países como Francia, Reino Unido, Rusia y Japón. Otros países, como Alemania o Países Bajos, al no disponer de plantas de reprocesamiento, envían el combustible gastado a reprocesar a países que sí disponen de las instalaciones adecuadas para ello, pero aun así siguen siendo responsables de gestionar y almacenar los residuos vitrificados una vez que sean devueltos al país de origen.

2. Estado del arte

Otros países, como es el caso de España, han optado por un almacenamiento temporal centralizado para después tomar una decisión sobre la gestión definitiva del combustible gastado, que es el componente mayoritario del conjunto de los residuos radiactivos. En la Tabla 3 se muestran los diversos ATCs existentes en el mundo, junto con la tecnología empleada y la clase de residuo almacenado.

País	Instalación	Tecnología	Material almacenado
Alemania	Ahaus	Contenedores metálicos	CG
	Gorleben	Contenedores metálicos	CG y Vidrios
Bélgica	Dessel	Bóveda	Vidrios
Federación Rusa	Mayak (*)	Piscina	CG
	Krasnoyarsk (*)	Piscina	CG
Francia	La Hague (*)	Piscina	CG
	La Hague (*)	Bóveda	Vidrios
	CASCAD	Bóveda	Vidrios
Países Bajos	Habog	Bóveda	CG y Vidrios
Japón	Rokkasho	Piscina	CG
	Rokkasho	Piscina	Vidrios
Reino Unido	Sellafield (*)	Piscina	CG
	Sellafield (*)	Bóveda	Vidrios
Suecia	CLAB	Piscina	CG
Suiza	Zwilag	Contenedores metálicos	CG y Vidrios

(*) Incluidas en los propios complejos de reprocesado.

Tabla 3: Instalaciones de almacenamiento temporal centralizado de RAA/CG en el mundo.

Fuente: [FORO14].

En la Figura 5 se muestra un diagrama de los procesos descritos anteriormente.

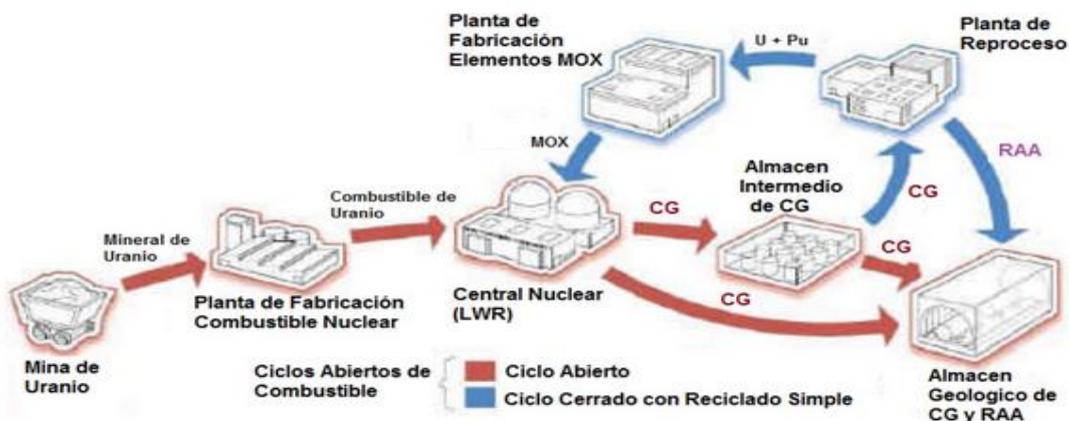


Figura 5: Opciones de gestión del combustible nuclear gastado. Fuente: [MOR13a].

Existe una tercera vía, denominada ciclo cerrado avanzado, que aún se encuentra en fase de desarrollo, y que añade la separación y transmutación de los actínidos minoritarios y algunos productos de fisión, consiguiendo una reducción drástica de nivel y la duración de la radiotoxicidad. Por esta vía, el uranio y el plutonio reprocesados se emplean para fabricar el combustible de los Reactores Rápidos Reproductores (RRR) tras el cual volvería a repetirse el ciclo [MOR13a].

2.2.1. Reservas de uranio en el mundo.

En la previsión de NEA/IAEA en la edición de 2009: *Uranium: Resources, Production and Demand* [NEA-09], donde se contabiliza la existencia de reservas de uranio suficientes para la generación continuada de energía nuclear y un crecimiento significativo de la capacidad de generación de energía a largo plazo. Las reservas identificadas (incluyen todas las categorías de costes de Reservas razonablemente aseguradas (RAR) y Reservas inferidas con un total de 6.306.300 tU) son suficientes para los próximos cien años, considerando unas necesidades de uranio de 59.065 tU (2008). Además, las reservas de uranio identificadas han incrementado un 7,6% del 2011 al 2013, añadiendo casi diez años más de abastecimiento. Sin embargo, la mayoría de los aumentos corresponden fuentes con los costes de producción más elevados (categorías en Tabla 4). Si se estiman los índices de consumo de uranio utilizado en los reactores actuales, las reservas identificadas servirían para el suministro durante más de 115 años de los reactores actuales. La explotación de la totalidad de las fuentes de reserva de uranio (incluyendo todas las categorías de (RAR), Inferidas, Pronosticadas y Especulativas, que suman un total de 16.706.300 tU [NEA-09], sin incluir las fuentes secundarias o recursos no convencionales, como el uranio procedente del fosfato natural) aumentarían el abastecimiento a más de 300 años. Aunque se requeriría un desarrollo y exploración significativos, para tener estos recursos en categorías definitivas.

La Figura 6 ilustra la cómo es la distribución de las reservas de uranio identificadas en el mundo con los países que disponen de una cuota igual o superior al 1% del total para un coste inferior a 130 \$/kgU. Australia domina el mercado del uranio con un 29% de las reservas a un coste inferior a 130 \$/kgU y un 24% de las identificadas en la categoría de coste menor a 260 \$/kgU.

El conjunto de estos quince países reúnen el 97% de las reservas disponibles en este rango de coste. El 3% restante se distribuye en otros 21 países pero con cuotas mucho menos significativas. La amplia distribución de las reservas de uranio es un aspecto importante en la energía nuclear, en lo que afecta a seguridad de suministro de energía.

2. Estado del arte

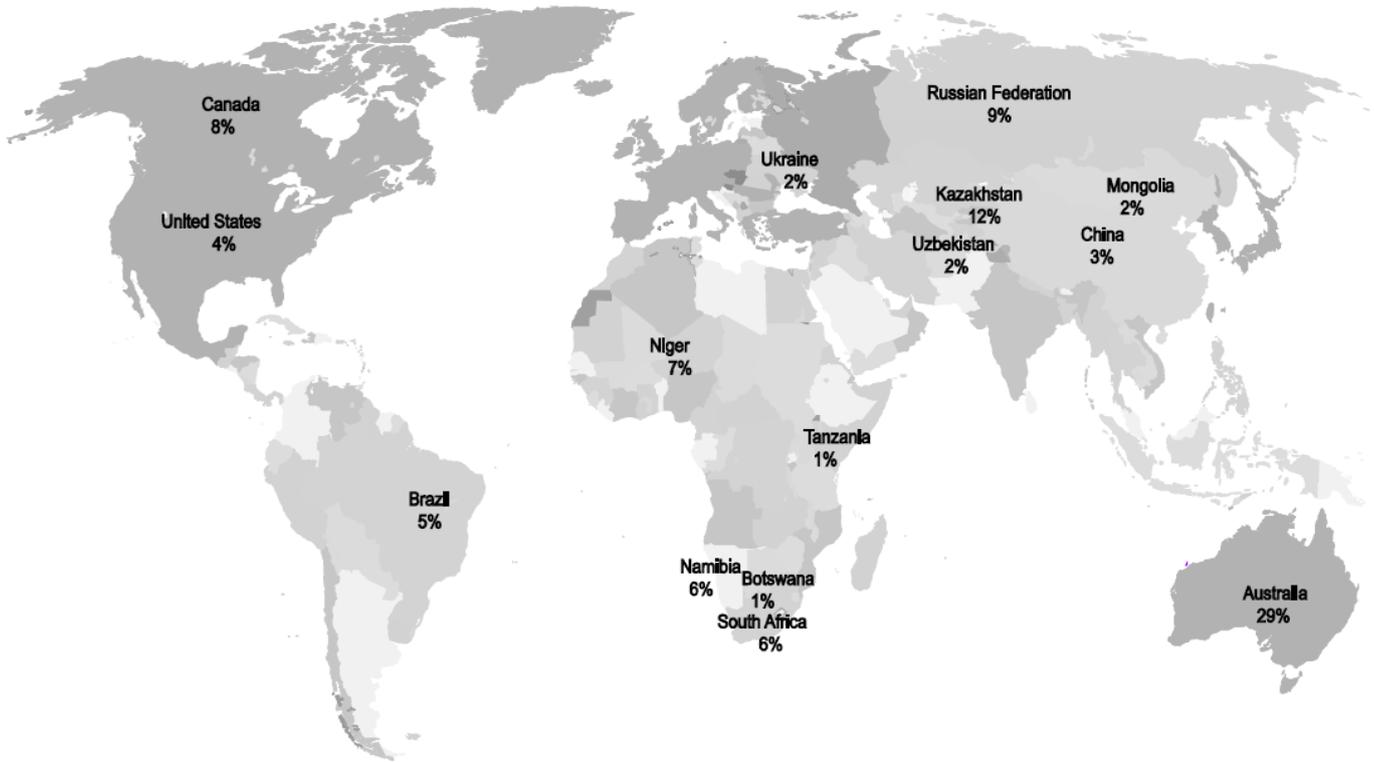


Figura 6: Distribución global de las reservas de uranio identificadas a un coste inferior a 130 \$/kgHM. Fuente: [NEA-14].

País	Rango de coste			
	< 40\$/kgU	< 80 \$/kgU	< 130 \$/kgU	< 260 \$/kgU
Alemania (c)	0	0	0	3.000
Argelia (c, d)	0	0	0	19.500
Argentina	0	5.100	8.600	8.600
Australia	NA	NA	1.174.000	1.208.000
Botswana*	0	0	12.800	12.800
Brasil	137.300	155.100	155.100	155.100
Canadá	256.200	318.900	357.500	454.500
Chile(d, e)	0	0	0	600
China(d)	51.800	93.800	120.000	120.000
Eslovaquia (b, d)	0	8.800	8.800	8.800
Eslovenia (c, d)	0	1.700	1.700	1.700
España	0	0	0	14.000
Estados Unidos	0	39.100	207.400	472.100
Federación Rusa (b)	0	11.800	216.500	261.900
Finlandia (c, d)	0	0	1.200	1.200
Gabón (a, c)	0	0	4.800	4.800

2. Estado del arte

Grecia (a, c)	0*	0*	0*	1.000
India (d, e)	NA	NA	NA	97.800
Indonesia(c, d)	0	1500	6.300	6.300
Italia (c)	0	4.800	4.800	4.800
Japón (c)	0	0	6.600	6.600
Kazajstán (d)	20.400	199.700	285.600	373.000
Malawi*	0	0	8.200	10.400
Mali* (d)	0	0	8.500	8.500
México (a, d)	0	0	2.900	2.900
Mongolia	0	108.100	108.100	108.100
Namibia*	0	0	248.200	296.500
Nigeria *	0	14.800	325.000	325.000
Perú (c, d)	0	1.400	1.400	1.400
Portugal (c)	0	4.500	6.000	6.000
Rep. Centroafricana*	0	0	32.000	32.000
Rep. Islámica de Irán	0	0	1.000	1.000
Rep.Dem. Congo* (a,c,d)	0	0	0	1.400
República Checa	0	0	1.300	51.000
Rumanía* (a, c)	0	0	3.100	3.100
Somalia*(a, c, d)	0	0	0	5.000
Sudáfrica	0	113.000	175.300	233.700
Suecia *(c, d)	0	0	4.900	4.900
Tanzania*(d)	0	38.300	40.400	40.400
Turquía (b, d)	0	6.800	6.800	6.800
Ucrania	0	42.700	84.800	141.400
Uzbekistan*	41.700	41.700	59.400	59.400
Vietnam*(b, d)	0	0	0	900
Zambia*(d)	0	0	9.900	9.900
Zimbawe*(a, c, d)	0	0	0	1.400
Total(f)	507.400	1.211.600	3.698.900	4.587.200

* Estimación de la Secretaría; NA = no disponible. (a) No figura en informes del 2013, datos del Red Book anterior; (b) Valoración parcial dentro de los últimos cinco años. (c) Valoración no elaborada dentro de los últimos cinco años; (d) Reservas corregidas *in situ* por la Secretaría; (e) Por falta de datos, recursos asignados a la categoría < 260\$/kgU; (f) Los totales que figuran hasta 40 \$/kgU y hasta 80 \$/kgU son en realidad mayores, pues hay países que no dan datos de recursos a bajo precio por razones de confidencialidad.

Tabla 4: Reservas de uranio razonablemente aseguradas (RAR). [Fuente: NEA-14]

Hay que resaltar que, aunque las reservas totales identificadas han aumentado en conjunto, desde 2011 ha habido una reducción del 36% en las reservas de categoría de coste (< 80\$/kgU), debido principalmente al incremento de los costes de extracción del mineral. La categoría de coste más bajo (< 40\$/kgU) ha aumentado ligeramente debido al éxito de exploración en Kazajstán. La mayoría de los incrementos son resultado de re-evaluaciones de fuentes previamente identificadas y adicciones a los depósitos ya

conocidos, particularmente en Australia, Canadá, República Checa, Kazajstán, China y Sudáfrica. En el caso español, el elevado coste de explotación de las minas de uranio, como se aprecia en la Tabla 4, hace que no sea rentable la extracción del uranio, y por tanto es importado de otros países que ofrecen un coste inferior.

2.3. Reprocesado y reciclado.

Conviene aclarar y definir ambos términos porque ambas actividades a menudo se confunden y se utilizan como sinónimos entre sí.

Cuando el combustible UOX es introducido en el reactor, se produce una reacción de fisión. Este combustible gastado posee un 4% de productos de fisión y algunos actínidos minoritarios (Np, Am, Cd) y el resto es un 96% de uranio, el cual está constituido por casi un 1% de uranio enriquecido (mayor que en el combustible procedente del uranio natural, entre el 0,5 y el 0,7%). Una vez enfriado en las piscinas de las centrales, se procede al reprocesado. La tecnología actual más común es la denominada PUREX (*Plutonium Uranium Redox Extraction*), que consiste en la separación de los productos de fisión, los cuales se inmovilizan en una matriz de vidrio y se confinan en cápsulas soldadas para su almacenamiento definitivo.

El reprocesado comienza con la recuperación de las pastillas de combustible gastado, para lo que se procede a cortar las varillas y así poder desenvainarlas. Una vez obtenidas las pastillas, éstas se disuelven con una mezcla de ácido y agua. La disolución líquida resultante se trata con disolventes capaces de extraer por separado el uranio y el plutonio, quedándose en esta disolución ácida acuosa los actínidos y otros productos de fisión. Por tanto, en esta primera fase se obtiene un residuo líquido de alta actividad, que se guarda en unos depósitos hasta que es solidificado en un proceso de vitrificación. Este vidrio insoluble se introduce en una cápsula hermética de acero inoxidable, constituyendo el residuo final que contiene la alta radiactividad del combustible gastado. Sin embargo, del reprocesado se obtienen también otros residuos sólidos procedentes de los trozos de las vainas, pues estuvieron en contacto con el combustible irradiado. Dichos trozos son introducidos en bidones de acero inoxidable y los espacios intermedios son rellenados con cemento, y el conjunto obtenido constituyen residuos de media actividad. Durante el proceso, también se obtienen algunos residuos de baja actividad que son cementados y empaquetados en bidones convencionales.

Una vez finalizado el proceso, todos estos residuos son devueltos al país donde fue generado el combustible gastado para su posterior almacenamiento definitivo. Hay que señalar, que el almacenamiento de dichos residuos en un AGP acarrea un menor coste que el almacenamiento del combustible gastado convencional, ya que tras el reproceso,

el volumen de los residuos se reduce una quinta parte, con el consiguiente ahorro de espacio, pero además el sistema de vitrificación convierte al residuo en un sólido perfectamente confinado, lo que facilita en gran parte las medidas necesarias para garantizar la seguridad.

En la actualidad, el reprocesado del combustible es una opción. La siguiente etapa, cuya rentabilidad económica se plantea para el 2040, es la utilización de los reactores rápidos reproductores (RRR). En este tipo de reactores se quemará no sólo el U-235 sino también el U-238 con la consiguiente reducción de residuos de alta actividad y una mayor generación de energía.

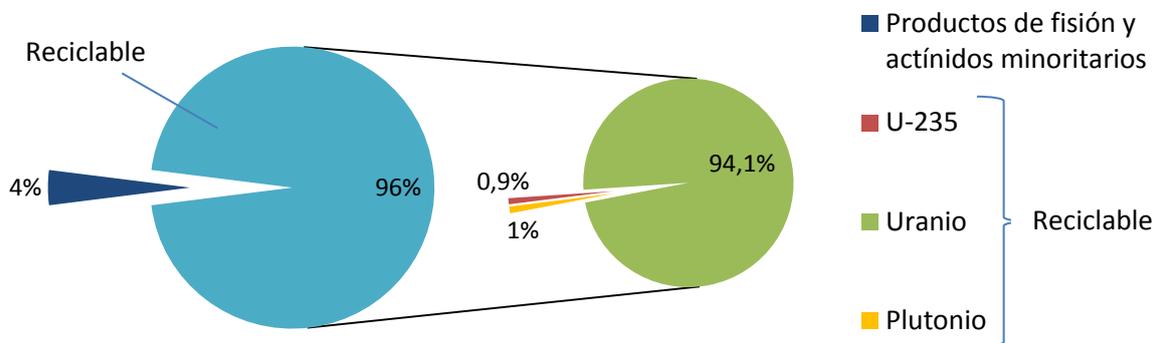


Figura 7: Composición del combustible nuclear gastado sin reprocesar.

El reciclado es la fabricación del nuevo combustible a partir de la parte utilizable del mismo una vez reprocesado, el cual posee hasta un 4% de uranio enriquecido (U-235). La parte de uranio empobrecido (U-238) procedente del reprocesado se mezcla con el plutonio en una proporción del 92% y 8% respectivamente, para fabricar combustible MOX o de óxidos mixtos. En la Figura 8 se muestra el flujo de masas necesario para fabricar combustible MOX a partir del reprocesado de un kilogramo de combustible UOX gastado. En la Figura 9 se muestra de forma análoga para la fabricación del combustible de los Reactores Rápidos (*FRs*), en el cual en la fase inicial se emplea un kilogramo de combustible UOX gastado, que es reprocesado mediante la tecnología TRUEX (*Transuranic Extraction*), que además de separar el uranio y el plutonio consigue separar también los actínidos minoritarios, éstos últimos residuos para llevar a un almacenamiento geológico. La mezcla de transuránicos (TRUs) y el uranio empobrecido sirven para fabricar el nuevo combustible metálico de este tipo de reactores. Una vez que este combustible es irradiado, es reprocesado de mediante procesos pirometalúrgicos (en lugar de acuosos, como en el método PUREX) que separan el combustible de nuevo en residuos, uranio y transuránicos (U/TRU), estos dos últimos utilizados en la fase de fabricación del combustible de reactor rápido.

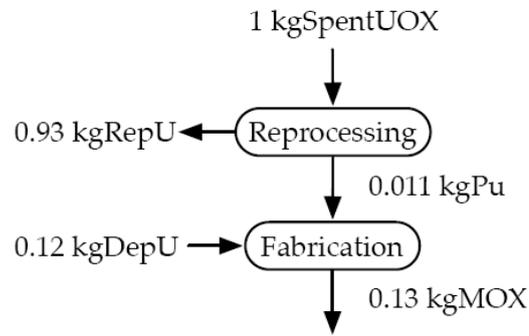


Figura 8: Flujo de masas en la fabricación de combustible MOX. Fuente: [DER09b].

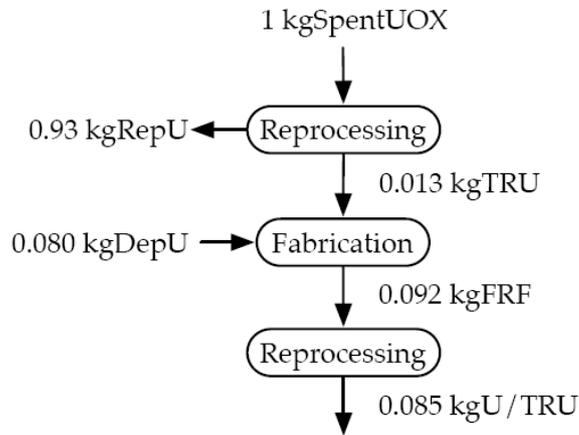


Figura 9: Flujo de masas en la fabricación de combustible de Reactor Rápido. Fuente: [DER09b].

En el diagrama de la Figura 10, se ve con mayor claridad el ciclo de combustible correspondiente a los reactores rápidos, donde se realiza un segundo reprocesamiento posterior al ciclo cerrado de los reactores de agua ligera (*LWR*).

2. Estado del arte

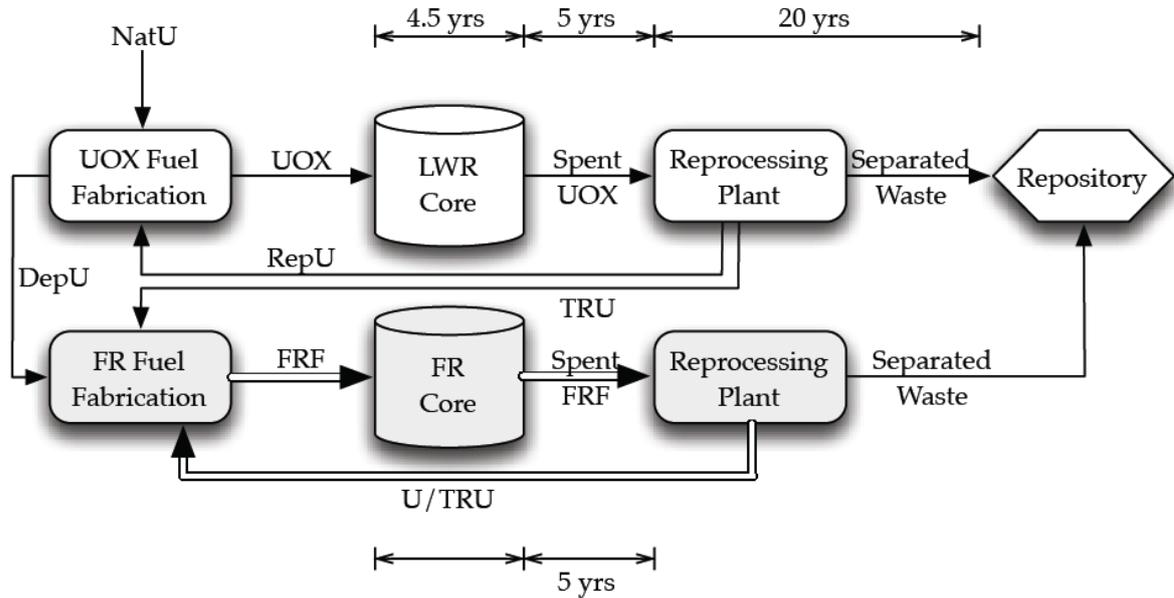


Figura 10: Ciclo de combustible de un Reactor Rápido. Fuente: [DERO11].

2.3.1. Situación internacional.

Algunos países utilizan la tecnología PUREX para el reprocesado del combustible nuclear y mediante el reciclado posterior del uranio obtenido se fabrica combustible URE y con el plutonio reprocesado se fabrica también combustible MOX.

A continuación se muestra en la Figura 11 un mapa con las diversas plantas de reprocesado, reciclado y centrales nucleares que utilizan combustible MOX en Europa y Japón.

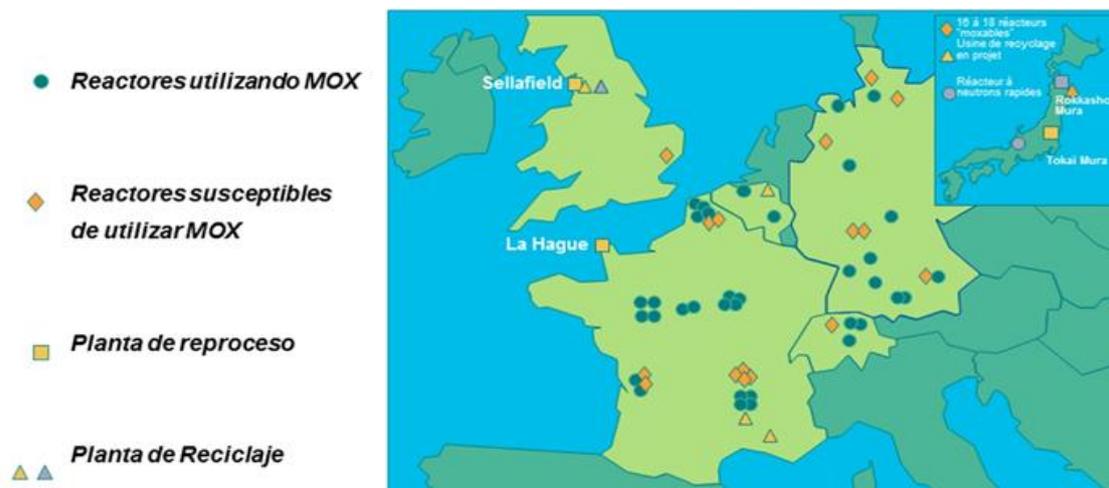


Figura 11: Mapa del reciclado en Europa y Japón. Fuente: [SEMI11]

Existen varias plantas de reprocesado del combustible gastado procedente de reactores de agua ligera (LWR), como es el caso de La Hague, en Francia, propiedad de COGEMA (*Compagnie Générale des Matières Nucléaires*) con una capacidad de reprocesado de 1700 toneladas anuales de metal pesado, tratándose así elementos combustibles procedentes no sólo de Francia sino también de otros países como Alemania, Bélgica, Holanda, Japón y Suiza. En Francia el reciclado de la parte enriquecida del uranio reprocesado en combustible URE se realiza en una planta del complejo de Marcoule, con capacidad de 195 toneladas anuales. Este combustible URE se quema en los cuatro reactores de generación III de la central de Cruas, en el sur de Francia. El reciclado del plutonio y del uranio empobrecido en combustible MOX se realiza en la planta Melox, situada cerca de Marcoule en el sur de Francia.

Asimismo, en Reino Unido, está la planta de Sellafield, perteneciente a BNFL (*British Nuclear Fuel, Ltd.*) con una capacidad de reprocesado de 1200 tHM al año. También se reprocesa en la planta de Ozersk, en Rusia, y en la planta de Rokkasho, en Japón, con capacidades de reprocesado de 400 y 800 tHM anuales, respectivamente.

2.4. Legislación europea en materia nuclear.

La necesidad de una legislación a nivel europeo en materia nuclear se remonta al año 2003, cuando la Comisión propuso dos directivas *Euratom* sobre la seguridad de las instalaciones nucleares y sobre la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado. En el año 2004 se volvieron a presentar las propuestas modificadas, pero de nuevo sin llegar a aprobarse las directivas. El proceso de elaboración de estas propuestas dio lugar a las Conclusiones del Consejo de junio de 2004, a las que siguió una Evaluación de Impacto [COMM10], donde se recogen diversas contribuciones recibidas desde los distintos grupos interesados en el sector, entre las que se incluye:

- Información detallada del *Group of European Nuclear Safety Regulators* (ENSREG), creado específicamente para asesorar a la Comisión en materia de seguridad y gestión de residuos nucleares. Este órgano es de vital importancia, pues representa a las autoridades de reglamentación competentes en la seguridad de las instalaciones nucleares y la gestión de los residuos de todos los estados miembros con o sin programas de energía nuclear. Contiene los principios básicos y las directrices de la Comisión para llevar a cabo la legislación de dichas actividades.
- Respuestas a una consulta abierta sobre “Estrategias para una posible legislación europea en la gestión del combustible gastado y los residuos nucleares” a partir de un cuestionario online desde la página de la Comisión Europea.

- El documento “*Contribution to the Stakeholder Consultation Process for a Possible EU Instrument in the Field of Safe and Sustainable Spent Fuel and Radioactive Waste Management*” elaborado bajo los auspicios del *European Nuclear Energy Forum* (ENEF), el cual fue fundado en 2007. Este foro reúne importantes colectivos implicados en el campo nuclear, los gobiernos de los estados miembros de la UE, instituciones europeas incluyendo el Parlamento Europeo y el Comité Económico y Social, la industria nuclear, consumidores eléctricos y representantes de la sociedad civil.
- Las Plataformas Tecnológicas para la Energía Nuclear Sostenible (*SNE-TP*) y para la Implementación de Almacenamiento Profundo (*IGD-TP*).
- La opinión colectiva del “*Club of Agencies*”, conjunto de organizaciones de gestión de residuos nucleares, creado para el intercambio de información de todos los aspectos de la gestión de los residuos nucleares.
- Los informes del “*Council Working Party on Nuclear Safety*” (WPNS) después de consultar a los estados miembros de la UE sobre la seguridad de las instalaciones nucleares y de la gestión del combustible gastado y los residuos nucleares en 2005 y 2006.

2.4.1. Directiva 2011/70/EURATOM del Consejo de 19 de julio de 2011

La Unión Europea tiene marcado como objetivo reducir las emisiones de CO₂ así como la dependencia energética del exterior, pues consume una quinta parte de la energía que se produce en el mundo, pese a ser la segunda potencia económica mundial. Esta dependencia energética supone un coste de más de 350.000 millones de euros anuales a la Unión Europea, por lo que en la actualidad la eficiencia energética está cobrando cada vez una mayor importancia. Esto hace más necesaria la existencia de una legislación que regule la gestión de los residuos nucleares garantizando su seguridad y así consolidar el parque de centrales nucleares existentes en Europa pues se trata de una energía que responde positivamente a los objetivos de reducción de emisiones y de eficiencia energética, ya que la generación de energía nuclear se caracteriza por un perfil casi permanente, lo que favorece el aplanamiento de la demanda que se prevé en un futuro no muy lejano con el uso generalizado de los contadores con diferenciación horaria más conocidos como *smart grids*.

En este contexto y a partir de la Evaluación de Impacto [COMM10] propuesta en noviembre de 2010, nace la Directiva 2011/70/EURATOM, adoptada el 19 de julio de

2011, la cual establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos.

Las políticas llevadas a cabo hasta ahora en la gestión de los residuos conducían a soluciones temporales a la espera de otras alternativas, bien por razones económicas, técnicas o políticas. Hay que señalar que a medida que aumente la investigación y el desarrollo de los reactores de cuarta generación, y de los tratamientos que reciban los residuos, disminuirá la cantidad de residuos que tengan que ser almacenados definitivamente y será más fácil su reciclado en nuevo combustible nuclear.

Anterior a dicha directiva, la gestión del combustible gastado y los residuos radiactivos estaba regulada por normativas internacionales, destacando principalmente la Convención Conjunta adoptada en 1997 por más de 60 países, bajo supervisión del Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA). Esta convención tenía como fin garantizar la seguridad de la sociedad y del entorno en cuestión del riesgo asociado a la radiactividad durante todo el ciclo nuclear. El defecto de dicha Convención radicaba en la falta de sanciones en el caso de incumplimiento de dicha normativa.

Las disposiciones de la Directiva 2011/70/EURATOM han de cumplirse en todos los estados miembros que, fruto de sus actividades civiles (art. 2), tengan combustible nuclear gastado o perspectivas de tenerlo, o bien realicen o proyecten realizar actividades relacionadas con combustible nuclear gastado (considerando 35). Tiene por objeto (art.1) establecer un marco comunitario que garantice la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos con el fin de no suponer un problema a las generaciones venideras. Para ello, insta a los estados miembros a establecer las medidas nacionales adecuadas para lograr un alto nivel de seguridad en dicha gestión, con el fin de proteger a las personas de los peligros de las radiaciones ionizantes, así como a publicar la información y establecer la participación pública que sea necesaria en la gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos.

Entre los principios generales de la Directiva (art. 4), se establece que los estados miembros dispondrán de políticas nacionales sobre la gestión del combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, siendo los responsables últimos de los residuos generados en su territorio. En el caso del traslado del combustible nuclear gastado o residuos radiactivos a otro estado miembro o tercer país para su reprocesamiento, la responsabilidad última en la gestión segura y responsable de dichos materiales seguirá recayendo en el país emisor del material radiactivo. Las políticas de cada nación deberán basarse en principios como:

- La generación de residuos radiactivos como la mínima razonablemente practicable, tanto en actividad como volumen, mediante medidas adecuadas de diseño, explotación y clausura.

2. Estado del arte

- El coste de gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos será soportado por los generadores de dichos materiales.
- Las decisiones son fundamentadas con pruebas empíricas y documentadas en todas las etapas de gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos.

Se prohíbe el traslado de residuos radiactivos a otro estado miembro o tercer país a excepción de la entrada en vigor de un acuerdo entre ambos países que quede exento de aplicación según el artículo 16 de la Directiva 2006/117/Euratom, y cuyo objeto sea el almacenamiento definitivo en uno de ellos. Asimismo, la Directiva permite el uso compartido de instalaciones destinadas al almacenamiento del combustible nuclear gastado y residuos radiactivos si se basa en el acuerdo entre dos estados miembros interesados (considerando 33).

La Directiva también insta a los Estados miembros a disponer de un marco nacional (art.5) donde se organice y legisle la gestión de estos residuos aplicando la política de gestión establecida en un programa nacional, el cuál debe contemplar todos los tipos de residuos radiactivos bajo su jurisdicción y todas las etapas de gestión del combustible nuclear gastado (art.11). En el programa nacional también se mostrarán los acuerdos en caso de que existan, con otros Estados miembros u otros países en la gestión del combustible nuclear gastado así como la utilización de instalaciones de almacenamiento (art. 12). Para ello, se adoptarán las disposiciones necesarias para mantener la seguridad y se establecerá un sistema de concesión de licencias para las actividades o instalaciones de gestión de los residuos radiactivos. Cada Estado miembro establecerá una autoridad reguladora competente (art. 6) en el ámbito de la seguridad nuclear, garantizando su independencia de otras organizaciones relacionadas con la promoción o producción de energía nuclear así como la gestión del combustible gastado o los residuos radiactivos. Esta autoridad será la encargada de evaluar y controlar la seguridad de las instalaciones radiactivas. En la concesión de una licencia (art. 7), la demostración de su seguridad incluirá no sólo el desarrollo y operación de una actividad sino también su clausura y las fases posteriores al cierre en el caso de instalaciones de almacenamiento definitivo. Para garantizar la seguridad, las demostraciones de seguridad incluirán las medidas necesarias para prevenir accidentes y atenuar sus consecuencias. También incluirá indicadores de resultados para controlar dichos avances. Cada país miembro establecerá un sistema de financiación de la gestión del combustible gastado y de los residuos radiactivos, dotándolo de los recursos económicos suficientes (art. 9), y una evaluación de los costes, así como de que se realicen las actividades de investigación y desarrollo que cubran las necesidades o soluciones establecidas en su programa nacional (art. 8).

En definitiva, los programas nacionales expondrán como el Estado aplicará las políticas nacionales en la gestión segura y responsable del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, es decir, con planes y soluciones técnicas desde la generación de

2. Estado del arte

dichos materiales hasta su almacenamiento definitivo. Éstos se actualizarán periódicamente teniendo en cuenta los progresos científicos y técnicos, mostrando un calendario para el cumplimiento de las etapas más significativas. También incluirán un inventario de todos los residuos radiactivos y del combustible gastado almacenado en el país, así como estimaciones de los futuros desmantelamientos (art. 12).

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS ECONÓMICO

3. ANÁLISIS ECONÓMICO

3.1. Introducción.

En las secciones 3.1. y 3.2. de este capítulo se explican las distintas etapas del ciclo de combustible, necesarias para generar la energía nucleoelectrónica, y se analiza el coste de cada una de ellas. La primera parte del ciclo abarca desde que el uranio es extraído de la mina hasta que es introducido en el reactor. Esta primera fase se considera común para las dos estrategias básicas de gestión del combustible gastado (explicadas a continuación en la sección 3.3.) mientras que en la segunda fase del ciclo, el tratamiento que recibe el combustible gastado es muy distinto, ya que, de entrada los residuos vitrificados procedentes del reprocesado ocupan un menor volumen, y además, el uranio y el plutonio obtenidos del reprocesado pasan al mercado internacional de como materia prima y no retornan como tales, aunque en el caso del uranio la fabricación de combustible UOX es técnicamente viable.

3.2. Primer coste de gestión (*Front-End*).

La primera parte del ciclo nuclear, también denominada *Front-End*, comprende las etapas desde que el uranio es extraído de la mina, hasta que es introducido en el reactor, bien en forma de combustible UOX o en combustible MOX, en función de las características de cada central y de la política de gestión llevada a cabo. En la Figura 12 se exponen dichas etapas, tomando como referencia temporal o año 0 cuando el combustible es irradiado en el reactor.

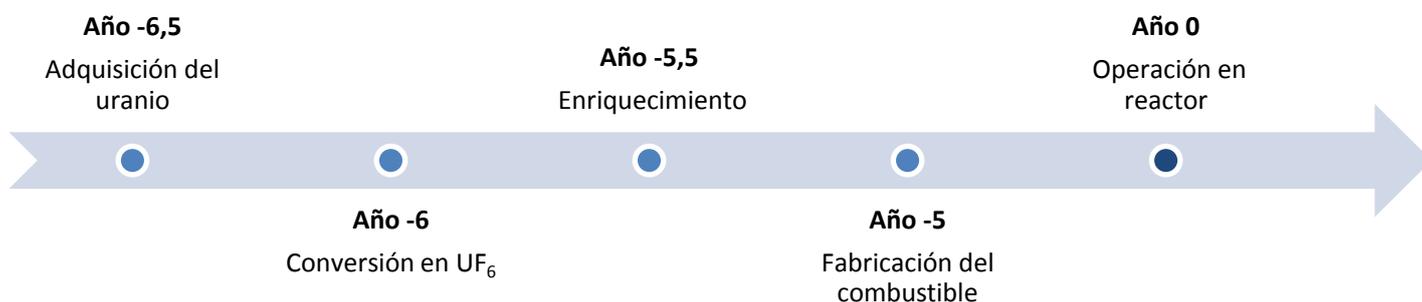


Figura 12: Secuencia temporal de la primera parte del ciclo de combustible. Fuente: [MOR13b].

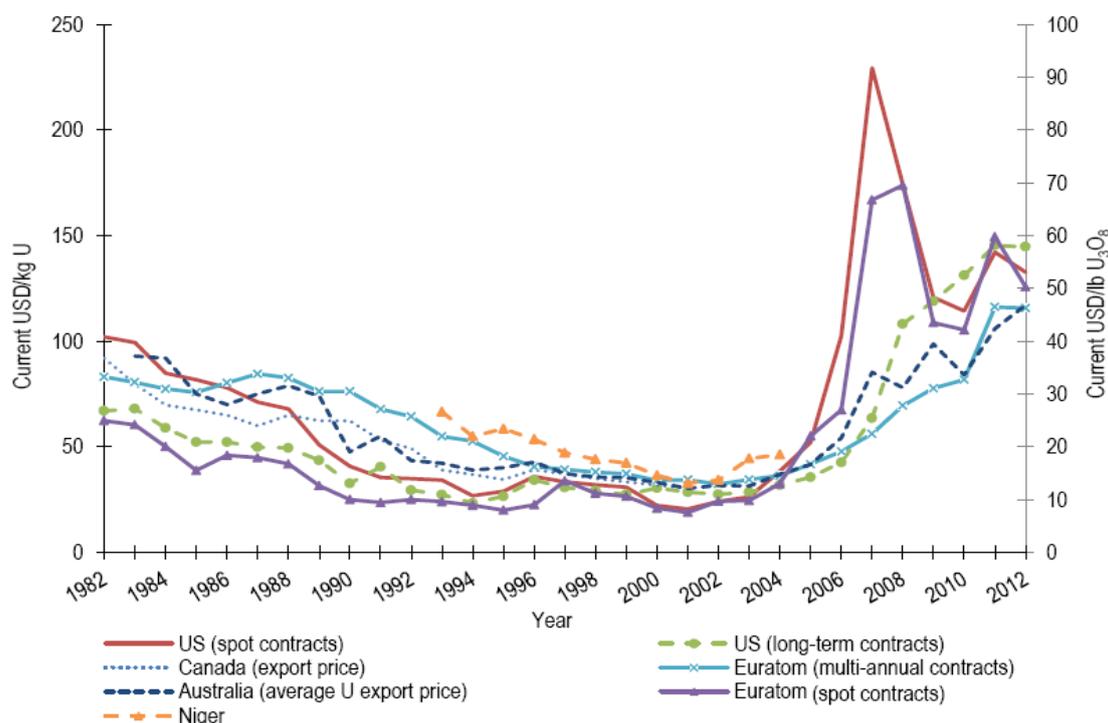
Para determinar el coste de cada una de las etapas, se tendrán en cuenta las tendencias de los últimos años así como informes contrastados que precisen dichos datos, según se detalla a continuación.

3. Análisis económico

✓ Adquisición del uranio.

Las reservas de uranio se encuentran muy repartidas en el globo terráqueo y son suficientes para abastecer el consumo de las centrales durante los próximos 100 años. Las principales compañías extractoras de uranio, Cameco (Canadá), Kazatprom (Kazakhtán), Rio Tinto y BHP Billiton (Australia), Areva (Francia), TVEL (Federación Rusa) y Navoi (Uzbequistán) poseen el 77% del uranio existente [MOR13a].

A continuación se muestra en el gráfico de la Figura 13 la evolución del precio del uranio, elaborada a partir de los indicadores de precios que publican autoridades internacionales como Australia, Estados Unidos y la Agencia de Abastecimiento de Euratom (*ESA*) en los acuerdos contractuales de larga y corta duración (*spot contracts*). En el año 2002, el precio del uranio empezó a incrementarse hasta alcanzar los niveles de 1980. Las compras al contado experimentaron un valor muy elevado, a lo que siguió una fuerte caída, mientras que el precio en los contratos de larga duración aumentó progresivamente. A partir del año 2011 se aprecia un cierto estancamiento en general, con una tendencia a la baja de los precios al contado.



Source: Australia, Canada, Euratom Supply Agency, Niger, and the United States.

1. Euratom prices refer to deliveries during that year under multi-annual contracts.
2. Beginning in 2002, Natural Resources Canada (NRCan) suspended publication of export price pending policy review.

Figura 13: Evolución del precio del uranio natural desde 1982 hasta 2012. Fuente: [NEA-14].

Dado que el horizonte de estudio abarca desde el año 2015 hasta el año 2048, se toma como precio de compra del uranio 80\$/kgHM al poder considerarse una tendencia central en los contratos a largo plazo en Europa durante la última década. Este valor coincide también con el aportado por los informes del MIT de 2011 [MIT-11] y del Boston Consulting Group en 2006 [RUIZ14].

✓ **Conversión y enriquecimiento.**

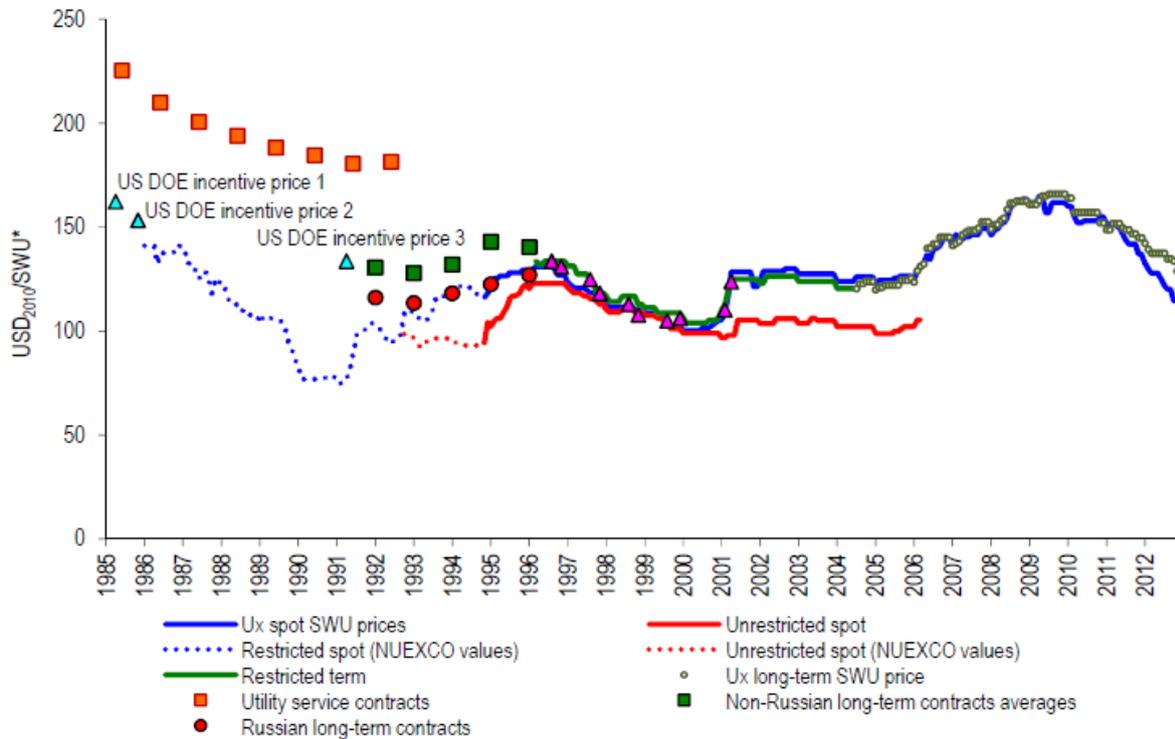
Una vez que el mineral de uranio ha sido concentrado en óxido de uranio (*yellowcake*), mediante procesos de molienda, disolución y precipitación, se procede a la fase de conversión del *yellowcake* en hexafluoruro de uranio (UF_6). Se trata de un proceso delicado, debido a las propiedades corrosivas, radiactivas y tóxicas del UF_6 .

Posteriormente, se lleva a cabo el enriquecimiento, normalmente mediante centrifugado. Así se consigue aumentar la proporción del Uranio-235 del 0,7% hasta un máximo del 5%. Una vez finalizado el enriquecimiento, se pasa el uranio de estado gaseoso a sólido, en forma de polvo UO_2 .

El coste de conversión del uranio se considerará 10\$/kgHM y el de enriquecimiento 160\$/SWU (*Separative Work Unit*, medida de la energía consumida en la separación del uranio en una parte enriquecida y otra empobrecida en el isótopo fisible U-235) [MIT-11]. Estos valores gozan de gran estabilidad por lo que no hay grandes variaciones de unos informes a otros, como se puede comprobar en la Figura 14, que muestra la evolución del coste de enriquecimiento en $\$_{2010}/SWU$.

3. Análisis económico

Figure 3.3: Evolution of prices for enrichment services (SWU) in 1985-2012



* The conversion from current to USD₂₀₁₀ was performed using the gross domestic product (GDP) deflator.
 SWU = separative work unit; US DOE = US Department of Energy.
 Source: Based on the data provided by the Ux Consulting Company, LLC (www.uxc.com).

Figura 14: Evolución del precio por servicios de enriquecimiento (SWU) entre 1985 y 2012.
 Fuente: [NEA-14].

✓ **Fabricación de combustible UOX.**

El uranio ya enriquecido se encuentra en forma de píldoras o *pellets*, las cuales se montan en las varillas de combustible donde quedan presionadas por unos muelles. Varias de estas varillas (el número depende del tipo de reactor, la potencia y el diseño específico) forman en una estructura prismática los elementos combustibles que son introducidos en el reactor para la producción de electricidad, cuya representación se muestra en la Figura 15.

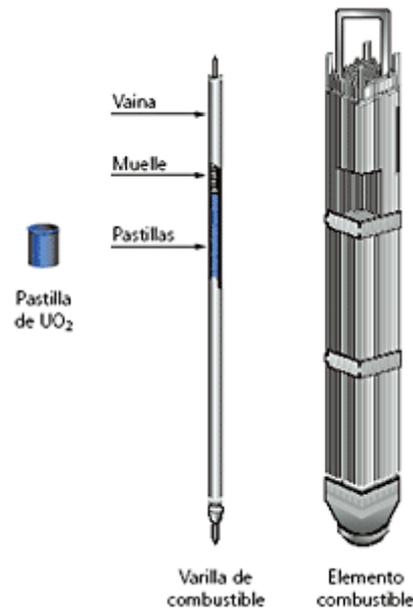


Figura 15: Composición de un elemento combustible. (Fuente: Foro Nuclear).

El coste de fabricación de los elementos combustibles a partir de uranio natural, se considerará 250 \$/kgHM, que es el adoptado por el estudio del MIT del año 2011 [MIT-11] y que a su vez se encuentra en el rango estimado por el EPRI en el año 2010 [EPRI10] comprendido entre 150 \$/kgHM y 250 \$/kgHM para reactores tipo PWR. También está en línea con el estudio del *Idaho National Laboratory* [SHRO09], que estima un intervalo entre 200 y 300 \$/kgHM para reactores PWR y entre 250 y 350 \$/kgHM para los de tipo BWR, todos ellos en \$₂₀₀₇.

Así pues, para obtener 1kg de combustible UOX se precisan 10,05 kg de mineral de uranio (*yellowcake*), que se convierte en 10,03 kgHM de UF₆ [MIT-11]. Tras la etapa de enriquecimiento, la cual requiere 6,37 SWU, se lleva a cabo la fabricación del combustible. A continuación se presenta dicho proceso de forma esquemática en la Figura 16.

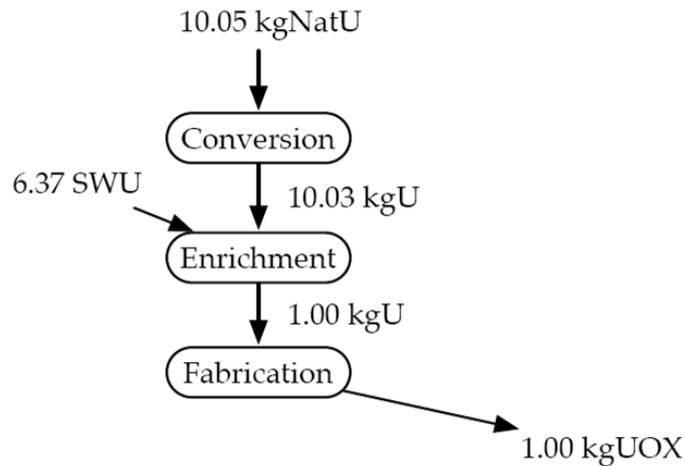


Figura 16: Flujo de masas para obtener 1kg de combustible UOX a partir de uranio natural. Fuente: [DER09b].

Para calcular el primer coste de gestión, hay que considerar dos parámetros adicionales a los ya explicados anteriormente. Por un lado, la *tasa de beneficios*, que se estima en un 37% [MIT-11], y por otro lado, la *tasa de descuento nominal*, que se utiliza para actualizar los flujos de caja a un mismo periodo, en este caso el año de referencia. El valor de la tasa de descuento se ha establecido en un 6%, dentro del rango habitual empleado en la valoración de proyectos (entre el 5 y el 10%), y es relativamente bajo debido a la alta inflación de los últimos años y el riesgo medio del proyecto, ya que, pese a estar valorando tecnologías con un coste elevado, su eficiencia está contrastada.

En la siguiente tabla, se recopila el *coste unitario* de cada etapa (c_u en $\$_{2007}$), y se procede a calcular para cada una de las etapas del primer coste de gestión:

- El *coste inicial* (c_i en $\$_{2007}$) a partir del número de unidades u requeridas en cada etapa.

$$c_i = c_u \cdot u$$

- El *coste neto* obtenido tras aplicar el impuesto (c_n en $\$_{2007}$).

$$c_n = c_i \cdot (1 - \text{tasa de beneficios})$$

- El *coste total actualizado* (c_T en $\$_{2007}$) a partir del tiempo t (en años) *al año de referencia 0*.

$$c_T = c_n \cdot (1 + \text{tasa de descuento})^{t_0 - t}$$

3. Análisis económico

<i>Etapa</i>	c_u	u	t	c_i [\$2007]	c_n [\$2007]	c_T [\$2007]
Adquisición del uranio	80 [\$2007/kgHM]	10,05	-6,5	804	506,52	739,750
Conversión	10 [\$2007/kgHM]	10,03	-6	100,3	63,189	89,635
Enriquecimiento	160 [\$2007/SWU]	6,37	-5,5	1019,2	642,096	884,672
Fabricación del combustible UOX	250 [\$2007/kgHM]	1	-5	250	157,5	210,771
Operación en reactor			0			
Total 1^{er} coste de gestión						1924,827

Tabla 5: Cálculo del primer coste de gestión (*Front-End*) por cada kg de combustible UOX introducido en el reactor.

Por tanto, el primer coste de gestión para cada kilogramo de combustible UOX introducido en el reactor asciende a 1924,827 \$₂₀₀₇/kgUOX, que actualizándose a €₂₀₁₅ mediante la tasa de descuento y aplicando un factor de cambio de divisas de 0,723 €/US\$, resulta:

$$1924,827 \cdot (1 + \text{tasa de descuento})^{2015-2007} \cdot 0,723 = 2.353,702 \text{ €}_{2015}/\text{kgUOX}$$

3.3. Segundo coste de gestión (*Back-End*).

El segundo coste de gestión comprende las etapas que atraviesa el combustible una vez que ha sido irradiado en el reactor. Por tanto, depende de la estrategia de gestión que se adopte para darle un destino al combustible gastado.

3.3.1. Funcionamiento en ciclo abierto

En el caso de gestión en ciclo abierto, una vez que el combustible es irradiado, y tras enfriarse durante un periodo de cinco años en las piscinas de las centrales, se procede a su almacenamiento definitivo. Por tanto, en este caso el segundo coste de gestión del combustible gastado se compone del transporte del mismo a un almacén geológico

centralizado y del coste que supone el almacenamiento de dicho combustible en condiciones de seguridad. El coste de dichas etapas se detalla a continuación:

✓ **Transporte del combustible gastado.**

El coste del transporte del combustible gastado desde cada una de las centrales nucleares hasta al almacén definitivo (que en el caso de España se asume la llegada de dicho combustible al futuro ATC a partir del año 2018) para todo el horizonte de estudio, que se prolonga hasta el año 2048, es difícil de estimar debido a la gran variabilidad del precio del petróleo en la última década. Por tanto, para establecer dicho coste se tienen en cuenta la valoración que hacen diversos estudios, como el de la OECD (Organización de Cooperación y Desarrollo Económico) de 1994 titulado “*The Economics of Nuclear Fuel Cycle*”, que asigna a dicho coste un valor de 50\$₁₉₉₁/kgHM; el análisis de la NEA del año 2002 [NEA-02] establece un rango entre 40 y 60\$/kgHM, y lo mantiene otro informe del año 2006 [NEA-06], por tanto se toma este valor 50\$/kgHM para el coste del transporte del combustible gastado en ciclo abierto.

✓ **Almacenamiento del combustible UOX gastado.**

Tras el periodo de enfriamiento del combustible en las piscinas de las centrales se procede a un almacenamiento temporal previo al almacenamiento definitivo en un Almacenamiento Geológico Profundo (AGP), con el fin de reducir los niveles de radiación. Este almacenamiento temporal previo, asegura la gestión del combustible durante un periodo de hasta unos 60 años en el caso de los ATCs.

En el presente estudio se considera el coste de almacenamiento temporal en seco del combustible UOX gastado de 200\$/kgHM que es lo previsto en el estudio del MIT del año 2011[MIT-11]. En otros estudios se asignan valores para este coste del mismo orden de magnitud, entre 123 y 236 \$/kgHM [NEA-13]. El coste de almacenamiento tiende a aumentar cuanto mayor es la vida útil prevista para la instalación, desde veinte hasta 60 años, de forma que en almacenamientos geológicos a largo plazo el coste como mínimo se duplica, existiendo gran disparidad de criterios en determinar un coste para el almacenamiento definitivo.

De forma análoga al cálculo del primer coste de gestión y aplicando la tasa de descuento y la tasa de impuestos explicados anteriormente y recogidos en la Tabla 6, se calcula el segundo coste de gestión para el caso de ciclo abierto a partir de: el *coste unitario* de cada etapa (c_u en \$₂₀₀₇), el *coste inicial* (c_i en \$₂₀₀₇), el *coste neto* tras aplicar el impuesto (c_n en \$₂₀₀₇) y el *coste total actualizado* (c_T en \$₂₀₀₇) teniendo en cuenta para ello el número de años respecto al año de referencia 0. Los resultados aparecen recogidos en la Tabla 7.

3. Análisis económico

Tasa de beneficios	37%
Tasa de descuento	6%

Tabla 6: Valores de la tasa de impuestos y de descuento nominal.

<i>Etapa</i>	c_u	u	t	c_i [\$_{2007}\$]	c_n [\$_{2007}\$]	c_T [\$_{2007}\$]
Operación en reactor			0			
Transporte	50 [\$_{2007}\$ / kgHM]	1	5	50	31,50	23,539
Almacenamiento temporal	200 [\$_{2007}\$ / kgHM]	1	5	200	126	94,155
Total 2º coste de gestión						117,693

Tabla 7: Cálculo del segundo coste de gestión (*Back-End*) en ciclo abierto para 1kg de combustible UOX.

Así pues, el segundo coste de gestión por kilogramo de combustible UOX introducido en el reactor asciende a 117,693 \$₂₀₀₇/kgUOX, que actualizado a €₂₀₁₅ mediante la tasa de descuento y con un factor de cambio de divisas de 0,723 €/US\$, resulta:

$$117,693 \cdot (1 + \text{tasa de descuento})^{2015-2007} \cdot 0,723 = 135,62 \text{ €}_{2015}/\text{kgUOX}$$

3.3.2. Funcionamiento en ciclo cerrado

En ciclo cerrado, una vez que el combustible es irradiado y tras el periodo de enfriamiento en las piscinas de las centrales, es enviado a reprocesar a una planta específica para ello. Durante el reprocesamiento, se separa el uranio y el plutonio de los productos de fisión, y éstos últimos son vitrificados y almacenados en cápsulas para su posterior almacenamiento definitivo en el país donde se había generado el combustible gastado.

✓ Transporte y reprocesado del combustible gastado.

Al analizar este coste, se incluye en él el almacenamiento del combustible gastado hasta que es reprocesado; en el caso de los residuos de alta actividad, también incluye la

3. Análisis económico

vitrificación y el almacenamiento de los mismos hasta que son devueltos, y para los RMA también se considera su encapsulamiento.

El coste unitario de la etapa de reprocesado es uno de los valores clave de este estudio, pues se trata de un coste que no afecta al ciclo abierto y por lo tanto es determinante a la hora de comparar las distintas alternativas de gestión que se analizan en este proyecto.

Además, presenta el inconveniente de que es un valor poco accesible y por tanto difícil de estimar, ya que depende de muchos factores y existen cuantiosas diferencias del valor estimado entre unos estudios y otros, aunque se pueden distinguir dos tendencias en la estimación de este coste una de origen europeo, y otra procedente de estudios norteamericanos [MOR13b].

En un estudio de la Universidad de Harvard del año 2003 [BUNN03], se exponen las razones de la incertidumbre de este coste. Inicialmente las plantas de reprocesado incrementaban el precio, que inicialmente correspondía al coste marginal de operación, para poder así cubrir el elevado coste de inversión a largo plazo, aun con condiciones de mercado desfavorables. Sin embargo, la tendencia en la actualidad debería ser que el precio estuviera más ajustado al coste de operación, ya que el coste de inversión debe estar ya cubierto. Pero también hay que tener en cuenta que la vida útil de las plantas de reprocesado es limitada, y una vez que vayan desmantelándose, si el reprocesado continúa demandándose, habrá que construir nuevas centrales y se necesitarán fondos que sufraguen tales inversiones. Por tanto este coste también estará sujeto a la tasa de retorno que los inversores aspiren a recibir. En la mayoría de los países, el almacenamiento geológico de los residuos nucleares es llevado a cabo bien por el gobierno o bien por una compañía generadora de residuos, de ahí que uno esperaría que fuera a su precio de coste o un valor cercano.

Este informe [BUNN03] defiende que el coste de operación y de capital por reprocesar en nuevas instalaciones de reprocesado, de características similares a la de THORP en Reino Unido, depende de forma crucial de cómo esté financiado el proyecto. Si éste es de carácter estatal, el gobierno dispone los medios para obtener préstamos a bajo interés y amortizar el coste de capital en un periodo mucho mayor. Esto incurriría en un coste total inferior a 1350 \$/kgHM, mientras que, en caso de tratarse de una inversión privada con una tasa de retorno garantizada, se estima en 2000 \$/kgHM, pudiendo ascender hasta 3100 \$/kgHM, en caso de no disponer de dicha tasa de retorno.

Otros estudios, como el publicado por el MIT en el año 2011 [MIT-11], establece el coste unitario de reprocesado en 1600 \$/kgHM, mientras que en otro informe de autores pertenecientes a dicho centro [DERO11] se determina 4000 \$/kgHM.

Ante tal ambigüedad de resultados, en un estudio previo del año 2013 [MORA14], se llevó a cabo una regresión con los costes unitarios de reprocesado ofrecidos por varios organismos europeos en informes de distintos años, obteniéndose la gráfica de la Figura 17, donde se puede observar una tendencia bajista de dicho coste. Con este análisis, se

3. Análisis económico

estableció un coste unitario de reprocesado a partir del año 2018 en 845,5 \$₂₀₁₀/kgHM, que con la tasa de descuento establecida del 6% equivale a 709,9 \$₂₀₀₇/kgHM, que será el valor utilizado en este estudio.

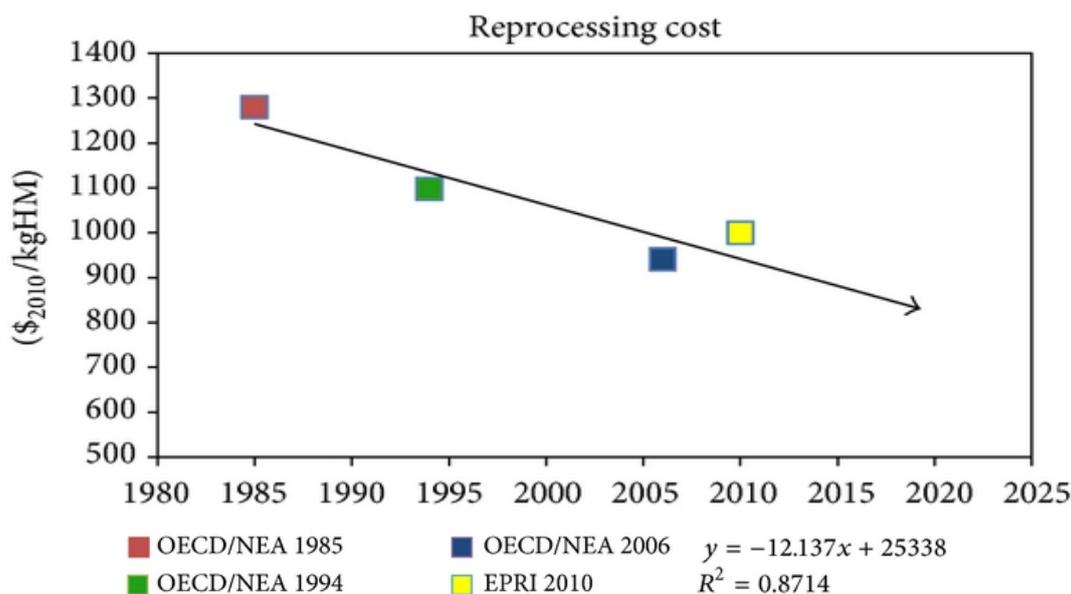


Figura 17: Coste del reprocesado del combustible gastado según distintos estudios actualizado a \$₂₀₁₀. Fuente: [MORA14].

✓ Almacenamiento y transporte de los residuos.

Una vez que el combustible gastado es reprocesado, se procede al transporte y posterior almacenamiento temporal de los residuos generados durante dicha actividad, considerando un periodo de cinco años hasta que finalmente son devueltos al país donde fueron generados.

La variabilidad del coste de almacenamiento de los residuos vitrificados varía de unos países a otros, siendo más económica en los países con mayor tradición y volumen de reprocesamiento de combustible nuclear gastado. Sin embargo, el orden de magnitud de este coste no difiere en demasía del coste de almacenamiento del combustible UOX gastado, llegando incluso a coincidir en 200 \$/kgHM [BUNN03]. En el estudio del ciclo del combustible nuclear del MIT [MIT-11] se aplica 190 \$/kgHM, sin embargo, en otros estudios [DER09b] se considera 302 \$/kgHM y 516 \$/kgHM dependiendo del grado de quemado de 50 y 80 MWd/kgHM, respectivamente.

En la Tabla 8 se recoge el coste de cada una de las etapas del ciclo cerrado para realizar el cálculo del segundo coste de gestión o *Back-End*, aplicando de nuevo una tasa de

3. Análisis económico

descuento del 6% y la tasa de impuestos del 37% al igual que se en el ciclo cerrado. Para ello se determina para cada etapa el *coste unitario* (c_u en \$₂₀₀₇), el *coste inicial* (c_i en \$₂₀₀₇), el *coste neto* tras aplicar el impuesto (c_n en \$₂₀₀₇) y el *coste total actualizado* (c_T en \$₂₀₀₇), teniendo en cuenta para ello el número de años respecto al año de referencia 0.

<i>Etapa</i>	c_u	u	t	c_i [\$ ₂₀₀₇]	c_n [\$ ₂₀₀₇]	c_T [\$ ₂₀₀₇]
Operación en reactor			0			
Transporte y reprocesado	759,898 [\$ ₂₀₀₇ /kgHM]	1	5	759,898	478,736	357,739
Transporte al ATC y almacenamiento temporal RAA	200 [\$ ₂₀₀₇ /kgHM]	0,975	5	195,000	122,850	91,801
Total 2º coste de gestión						449,540

Tabla 8: Cálculo del segundo coste de gestión (*Back-End*) en ciclo cerrado para 1kg de combustible UOX.

El segundo coste de gestión en ciclo cerrado por cada kilogramo de combustible UOX introducido en el reactor asciende a 449,54 \$₂₀₀₇/kgUOX, que actualizado a €₂₀₁₅ mediante la tasa de descuento y con un factor de cambio de divisas de 0,723 €/US\$, resulta:

$$449,54 \cdot (1 + \text{tasa de descuento})^{2015-2007} \cdot 0,723 = 518,028 \text{ €}_{2015}/\text{kgUOX}$$

3.4. Cargas fiscales existentes en España.

En el caso de la gestión del combustible nuclear gastado y el resto de residuos radiactivos del parque nuclear español, es menester aplicar tasas que impone la ley española de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética (*Ley 15/2012 de 27 de diciembre, BOE, 28_12_2012*) a las compañías eléctricas propietarias de las centrales nucleares. Dicha ley consiste en una reforma tributaria que permite al Estado español una recaudación en base a la energía eléctrica generada procedente de las centrales nucleares (entre otras fuentes), y la posterior gestión del combustible gastado. Dicha ley se justifica en base al daño medioambiental derivado de las actividades citadas anteriormente así como las actividades de desmantelamiento las centrales, con la pretensión de minimizar el impacto medioambiental ocasionado y

3. Análisis económico

promover el empleo de tecnologías orientadas a una mayor sostenibilidad y un uso más eficiente de los recursos.

En dicho estudio, se aplicarán las cargas fiscales correspondientes a cada alternativa durante el horizonte temporal considerado, que abarca desde el año 2015 hasta el año 2048, año de cierre de la última central, según la hipótesis adoptada de prolongar veinte años el periodo de operación de las centrales según el 6ºPGRR [SECR06]. En los apartados sucesivos se detalla cómo afecta la ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética a las dos alternativas básicas de gestión del combustible gastado, y por ende a las soluciones mixtas que de ellas se derivan.

En el cálculo de cada uno de los impuestos de los que son objeto algunas de las etapas del ciclo nuclear, es preciso considerar una tasa de actualización del tipo impositivo correspondiente, que se considera cada año del periodo de estudio en el que se aplica la tasa de impuesto oportuna.

Así pues, el cálculo del impuesto en el año k viene dado por la expresión:

$$Ct_k = Ti \cdot Bi_k \cdot (1 + r)^{k-k_0}$$

Donde,

- Ct_k es la cuota tributaria resultante en el año k ,
- Ti es el tipo impositivo a aplicar según la ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética,
- Bi_k es la base imponible sobre la que se grava el impuesto en el año k ,
- r es la tasa de actualización considerada en este estudio, 3,5%,
- k_0 es el año de referencia de las unidades monetarias, 2015.

Una vez calculadas las cuotas tributarias correspondientes para cada alternativa de gestión, se procede a actualizar el total de impuestos del año k al año de referencia k_0 , es decir, a €₂₀₁₅, para poder así contabilizar los resultados y hacer las comparaciones que servirán para extraer conclusiones. Para descontar el valor de las cargas fiscales futuras del año k al año de referencia k_0 se sigue la expresión:

$$CFA_k = CFF_k \cdot (1 + \text{tasa de descuento})^{k_0-k}$$

Donde,

- CFA_k representa el valor total anual de las cargas fiscales correspondientes al año k actualizado a unidades monetarias del año de referencia k_0 , es decir, en €₂₀₁₅.

3. Análisis económico

- CFF_k es el conjunto de las cargas fiscales del año futuro k en unidades monetarias del año k ,
- La tasa de descuento nominal será la considerada en este estudio, descrita en la sección 3.2 del presente documento, con un valor del 6 %.

3.4.1. Aplicación de las cargas fiscales en ciclo abierto.

En el artículo 18 de la ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética, se grava la generación de la energía nucleoelectrica con 2.190 € por kilogramo de metal pesado. Este tipo impositivo se aplica a todos los reactores que produzcan combustible gastado como consecuencia del quemado del combustible UOX introducido en los reactores para la posterior generación de electricidad gracias al calor desprendido durante la fisión.

También se aplicará, según el artículo 24 de dicha ley, un tipo impositivo de 70€ por kilogramo de metal pesado contenido en el combustible nuclear gastado que se almacene en instalaciones centralizadas.

En la Tabla 9 se recogen los tipos impositivos aplicables en ciclo abierto o en alternativas parciales del ciclo abierto, como las soluciones mixtas consideradas en este proyecto.

Producción de combustible gastado	2.190 €/kgHM
Almacenamiento de combustible gastado	70 €/kgHM

Tabla 9: Tipos impositivos aplicables en ciclo abierto.

3.4.2. Aplicación de las cargas fiscales en ciclo cerrado.

En este caso también se aplicará una tasa de 2.190 €/kgHM como consecuencia del combustible gastado derivado de la generación de energía en cualquier central nuclear según el artículo 18 de la ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética.

Dicha ley también grava los residuos de alta actividad distintos del combustible gastado o de media actividad y vida larga, según establece el artículo 24, y que afecta a los

3. Análisis económico

residuos vitrificados procedentes del reprocesado. Dicho tipo impositivo es de 30.000 € por metro cúbico de residuo radiactivo, como se recoge en la Tabla 10, junto con la otra tasa citada anteriormente. Para calcular este impuesto se tiene en cuenta la equivalencia de 1,2 m³ por cada tonelada de combustible UOX introducido en el reactor. Para establecer el volumen de residuos vitrificados de alta actividad procedentes del reprocesado, se calcula sabiendo que éstos ocupan una quinta parte del volumen de combustible gastado extraído del reactor por lo que la operación es inmediata.

Producción de combustible gastado	2.190 €/kgHM
Almacenamiento RAA	30.000 €/m ³

Tabla 10: Tipos impositivos aplicables en ciclo cerrado.

3. Análisis económico

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS EN EL CASO ESPAÑOL

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS EN EL CASO ESPAÑOL

En este capítulo se muestran los resultados de cada uno de los costes conlleva la generación de energía nuclear en España según la metodología anteriormente presentada y la aplicación de las cargas fiscales acorde con la ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética.

4.1. Situación de partida.

Para hacer el estudio en el caso español según las hipótesis detalladas en la introducción, es necesario establecer la cantidad de combustible UOX a gestionar, esto es, por un lado, el procedente del legado de combustible gastado acumulado en las piscinas de las centrales nucleares a fecha 31/12/2014; y por otro lado, las toneladas de combustible UOX que se irradian cada año del periodo de estudio en las centrales nucleares españolas que estén en operación.

4.1.1. Legado de combustible nuclear.

Para establecer las toneladas de combustible nuclear gastado almacenado en las centrales nucleares españolas a fecha 31/12/2014, se parte de los datos publicados en el 6º Plan General de Residuos Radiactivos [SECR06]. Puesto que las recargas de combustible en cada central no varían cada año, la cantidad de combustible UOX introducido en las centrales se considera lineal, y por tanto se extrapolan las toneladas de combustible gastado acumulado a 31/12/2014 a partir de los datos de 2005 y 2006, con la excepción de la central de Santa María de Garoña, cuya actividad cesó el 31/12/2012 y por tanto se extrapola los datos de dicha central para esa fecha y se mantiene constante hasta la fecha de interés, puesto que no se ha generado combustible gastado fuera de ese periodo. El combustible gastado de las centrales que ya no están en operación no se considera aquí al haber sido enviado a reprocesar como ya se comentó en la sección 1.3.2. En la Tabla 11 se especifican los resultados de dicho cálculo, obteniéndose un total de 4.415 toneladas de combustible gastado a gestionar según cada alternativa: ciclo abierto, ciclo cerrado, y las soluciones mixtas combinación de las dos anteriores.

4. Análisis de resultados en el caso español

Central nuclear	Legado de combustible UOX gastado acumulado [Tn]			
	A fecha 31/12/2005	A fecha 31/12/2011	Extrapolación Garoña 31/12/2012	Extrapolación a 31/12/2014
José Cabrera	82	82		82
Sta. María Garoña	311	353	360	360
Almaraz I	465	586		646,5
Almaraz II	432	553		613,5
Ascó I	417	499		540
Ascó II	408	489		529,5
Cofrentes	551	647		695
Vandellós II	360	412		438
Trillo	344	455		510,5
TOTAL UOX gastado [Tn]	3370	4076		4415

Tabla 11: Extrapolación del combustible nuclear gastado acumulado en las centrales nucleares españolas. Fuente: elaboración propia a partir de [SECR06].

4.1.2. Previsión de la vida útil de las centrales nucleares.

Para estimar la cantidad de combustible UOX que se irradia cada año en cada una de las centrales españolas, se estima en 20 toneladas de combustible para cada uno de los reactores españoles en operación, que es el valor típico requerido por un reactor de agua ligera (*LWR*) de 1000MWe. En el cronograma de la Figura 18 se muestra la evolución de la vida útil de las distintas centrales considerando una prolongación de 20 años sobre la previsión del 6º Plan General de Residuos Radiactivos, de forma que aun con la ampliación temporal, no se llega a sobrepasar el límite de operación de este tipo de centrales, establecido en 60 años [MIT-11].

4. Análisis de resultados en el caso español

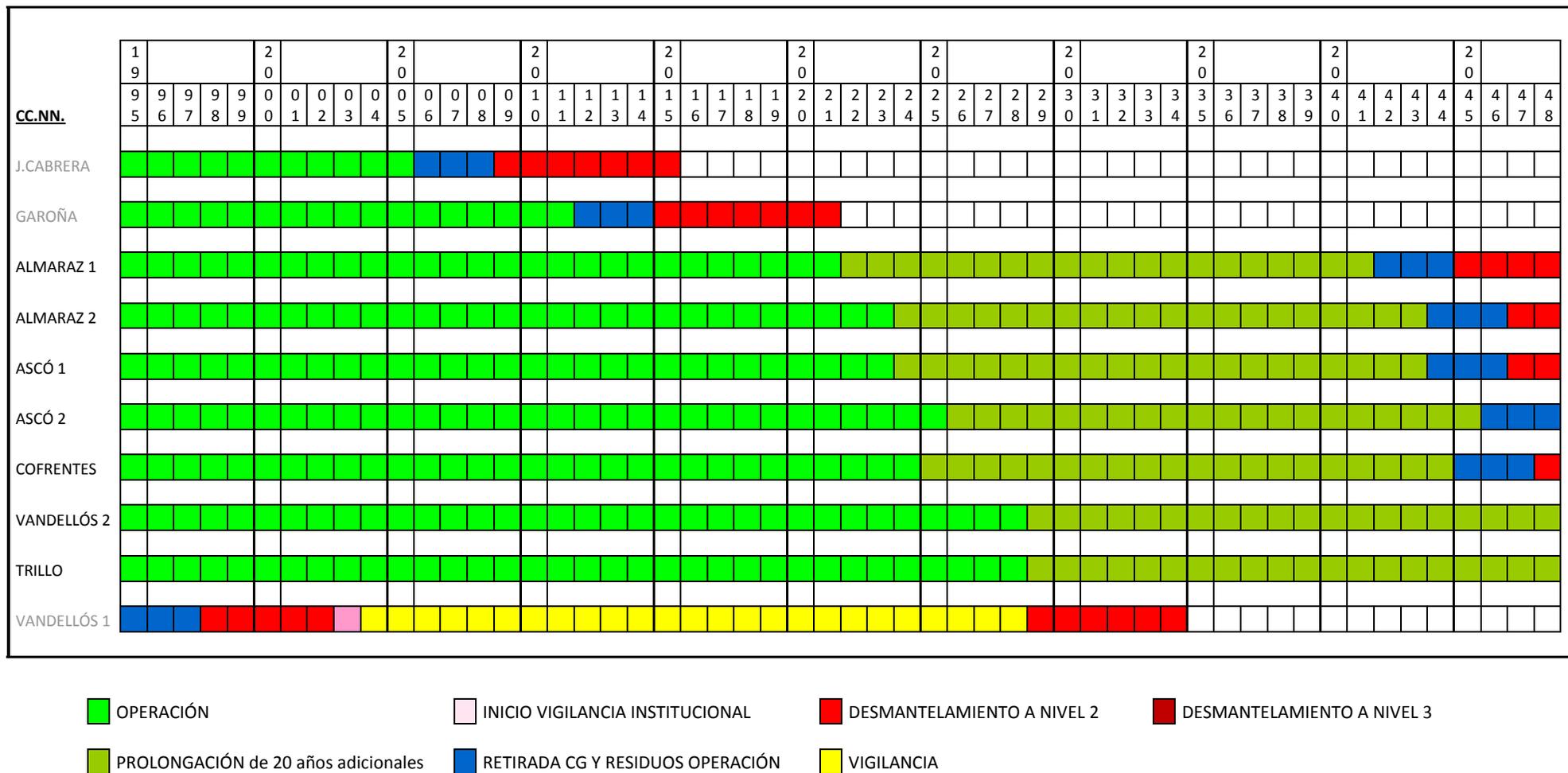


Figura 18: Cronograma de la vida útil de las CC.NN. españolas con una prolongación de 20 años sobre la previsión del 6ºPGRR.

4.2. Resultados del coste de gestión.

En esta sección se recoge el coste de gestión que resulta de aplicar la metodología de costes explicada anteriormente para cada las dos alternativas básicas de gestión del combustible gastado: ciclo abierto y ciclo cerrado. Dichos resultados servirán para calcular el coste de gestión resultante en cada una de las alternativas mixtas, en función del porcentaje de combustible gastado que se reprocese.

Así pues, el coste de gestión está formado por el *Front-End*, correspondiente a la primera parte del ciclo nuclear, es decir, desde que el uranio es extraído de la mina como tal hasta que es introducido en el reactor como combustible UOX, y el *Back-End*, derivado de la segunda parte del ciclo, una vez que el combustible ha sido irradiado hasta su destino final, en función de la alternativa de gestión elegida.

Por tanto, el primer coste de gestión o *Front-End* es común para todas las alternativas analizadas en el presente estudio. El segundo coste de gestión o *Back-End* de cada alternativa básica se aplica de forma proporcional a la cantidad de combustible gastado que se gestione en ciclo abierto y en ciclo cerrado.

4.2.1. Ciclo abierto

En este caso el combustible gastado se considera un residuo, y por tanto el *Back-End* se debe al transporte del combustible gastado desde las distintas centrales hasta un Almacén Temporal Centralizado así como de almacenamiento de dicho combustible en condiciones de seguridad. Empleando los parámetros utilizados en el Capítulo 3, y basándose en la metodología del MIT [MIT-11], se ha calculado el coste del ciclo abierto que se muestra en la Tabla 12, donde aparece el coste de cada parte del ciclo de combustible, en unidades monetarias por kg de combustible UOX.

4. Análisis de resultados en el caso español

Coste de gestión unitario en ciclo abierto			
Adquisición del uranio	<i>Front-End</i>	1.924,83 \$ ₂₀₀₇ /kgUOX	2.218,08 € ₂₀₁₅ /kgUOX
Conversión			
Enriquecimiento			
Fabricación del combustible UOX			
Operación en reactor			
Transporte	<i>Back-End</i>	117,69 \$ ₂₀₀₇ /kgUOX	135,62 € ₂₀₁₅ /kgUOX
Almacenamiento temporal			
Coste total		2.042,52 \$ ₂₀₀₇ /kgUOX	2.353,70 € ₂₀₁₅ /kgUOX

Tabla 12: Desglose del coste de gestión unitario en ciclo abierto en \$₂₀₀₇ y en €₂₀₁₅.

A continuación se muestra en la Figura 19 un gráfico con el peso de cada una de las partes del coste de gestión, donde se comprueba que la gestión de los residuos sólo desempeña el 6% del coste total.

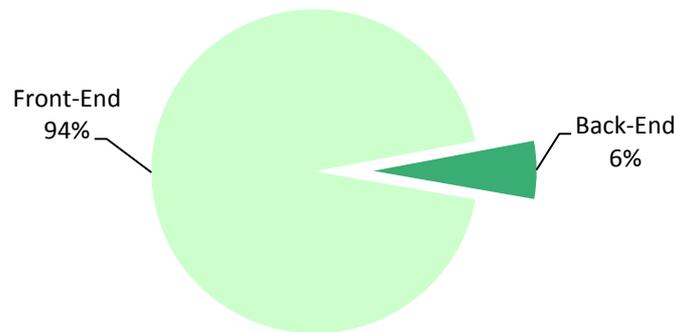


Figura 19: Contribución de cada parte del coste de gestión en ciclo abierto.

4.2.1. Ciclo cerrado.

La totalidad del coste de gestión en ciclo cerrado se obtiene y las dos partes que lo componen se obtienen de aplicar los parámetros de costes explicados en el Capítulo 3 a la metodología del MIT [MIT-11]. El segundo coste de gestión o *Back-End* en ciclo cerrado viene determinado principalmente por el coste de reprocesado y el almacenamiento de los residuos de alta actividad que se obtienen en el mismo. El

4. Análisis de resultados en el caso español

elevado coste de reprocesado es el causante del mayor coste de gestión en ciclo cerrado que en ciclo abierto.

Coste de gestión unitario en ciclo cerrado			
Adquisición del uranio	<i>Front-End</i>	1.924,83 \$ ₂₀₀₇ /kgUOX	2.218,08 € ₂₀₁₅ /kgUOX
Conversión			
Enriquecimiento			
Fabricación del combustible UOX			
Operación en reactor			
Transporte y reprocesado	<i>Back-End</i>	513,38 \$ ₂₀₀₇ /kgUOX	518,03 € ₂₀₁₅ /kgUOX
Transporte al ATC y almacenamiento temporal RAA			
Coste total		2.438,20 \$ ₂₀₀₇ /kgUOX	2.736,11 € ₂₀₁₅ /kgUOX

Tabla 13: Desglose del coste de gestión unitario en ciclo cerrado en \$₂₀₀₇ y en €₂₀₁₅.

En la Figura 20 se puede comprobar la importancia del Back-End en ciclo cerrado, pues representa el 19% del coste de gestión.

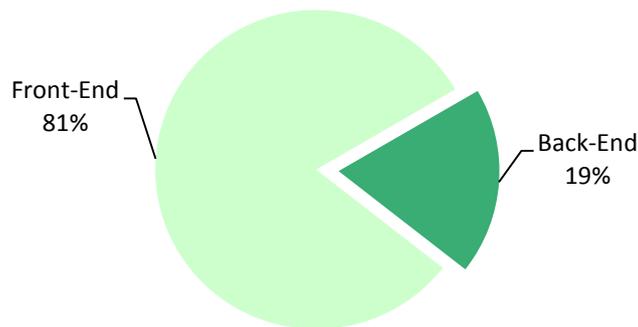


Figura 20: Contribución de cada parte del coste de gestión en ciclo cerrado.

4.2.1. Comparativa.

Si se comparan los resultados del coste de gestión en cada una de las alternativas básicas, véase la Figura 21, resulta que el segundo coste de gestión en ciclo abierto tan

4. Análisis de resultados en el caso español

sólo representa el 26,18% del correspondiente al ciclo cerrado, y en conjunto, el coste de gestión en ciclo abierto es un 13,98% más económico que el ciclo cerrado.

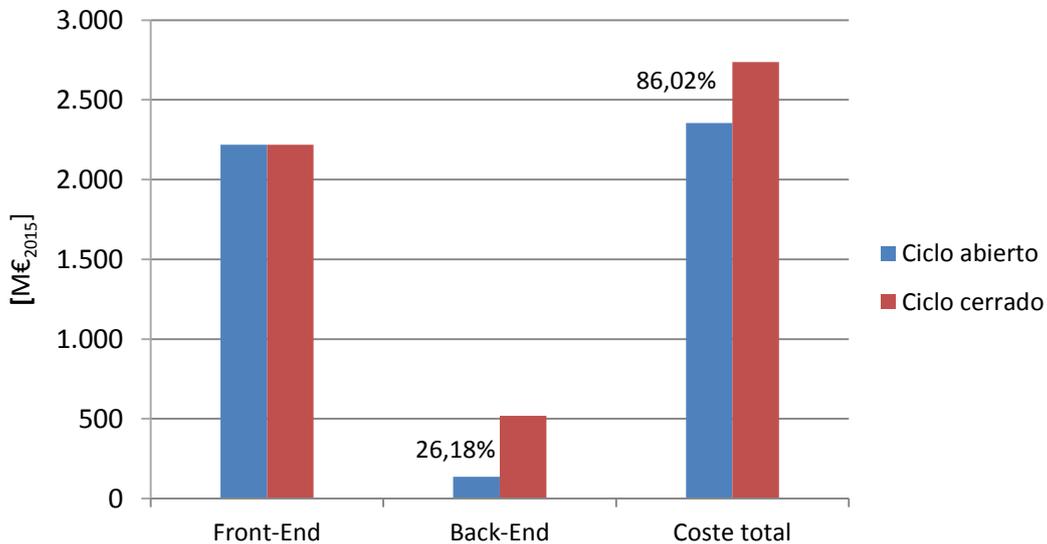


Figura 21: Comparación del coste de gestión total y desglosado en ciclo abierto y en ciclo cerrado en [M€₂₀₁₅].

4.2.2. Resultados del coste de gestión.

A partir de las hipótesis del presente proyecto, donde se considera un alargamiento de veinte años de la vida útil de las centrales nucleares españolas, y la gestión no sólo del combustible gastado generado a lo largo del periodo de estudio, sino también del combustible gastado almacenado en las piscinas y los ATIs del parque nuclear español, se aplican los costes de gestión de las dos alternativas básicas de gestión, ciclo abierto y ciclo cerrado, para obtener así, además del coste resultante de la gestión en ciclo abierto y ciclo cerrado, el resultante para diversas soluciones mixtas, es decir, reprocessando el 25, el 40, el 50, y el 75% del combustible gastado de las centrales españolas.

En la Figura 22 se recoge el resultado del coste de gestión acumulado a lo largo de todo el periodo de estudio para cada una de las alternativas de gestión en M€₂₀₁₅, así como la variación porcentual de cada alternativa respecto al ciclo abierto, de forma que en el ciclo cerrado, el coste de gestión es casi un 23% más caro que en el ciclo abierto, y disminuye cuanto menor es la cantidad de combustible reprocessado.

4. Análisis de resultados en el caso español

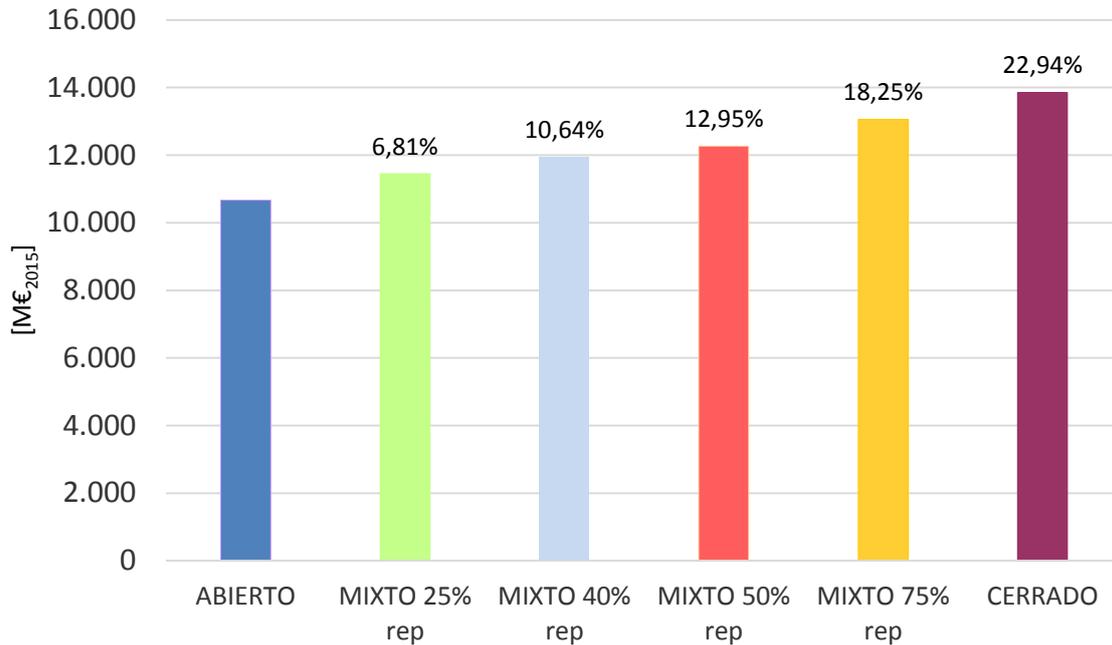


Figura 22: Coste total de gestión en [M€₂₀₁₅] a lo largo del periodo de estudio para cada alternativa.

En la Figura 23 se muestra en porcentaje el coste de gestión desglosado en *Front-End* y en *Back-End* para resultante según cada una de las alternativas de gestión analizadas en este proyecto, y se comprueba cómo el *Back-End* se incrementa a medida que aumenta la cantidad de combustible gastado reprocesado.

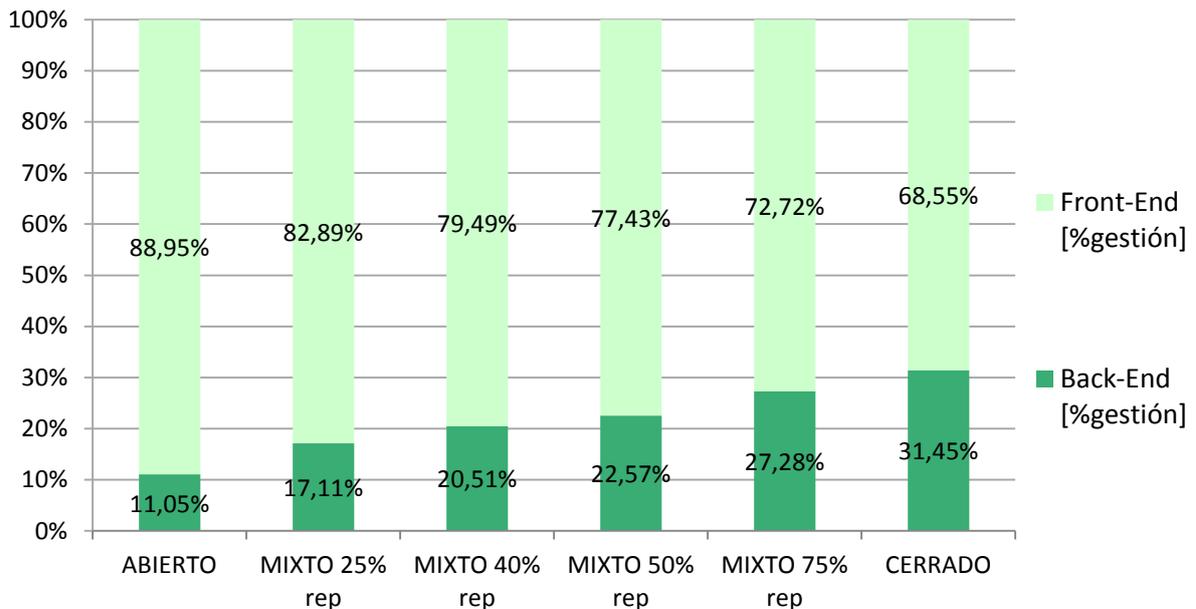


Figura 23: Contribución porcentual de cada parte del ciclo de combustible al coste total de gestión para cada alternativa.

4.3. Resultados de la aplicación de las cargas fiscales.

Aplicando las cargas fiscales de la ley española, detalladas en la sección 3.4., se obtienen para cada alternativa de gestión del combustible gastado, los resultados que aparecen en la Tabla 14, desglosados de forma porcentual el coste correspondiente las tasas impositivas de cada ciclo de gestión.

Alternativa de gestión		Total cargas fiscales [M€ ₂₀₁₅]	Por PRODUCCIÓN de CG	Por ALMACENAMIENTO de CG	Por ALMACENAMIENTO de RAA
Ciclo ABIERTO		7.060,86	95,21%	4,79%	0,00%
Soluciones mixtas	Reprocesado 25% CG	7.052,39	95,32%	4,56%	0,12%
	Reprocesado 40% CG	6.992,93	96,13%	3,68%	0,19%
	Reprocesado 50% CG	6.953,30	96,68%	3,09%	0,24%
	Reprocesado 75% CG	6.854,20	98,08%	1,57%	0,36%
Ciclo CERRADO		6.755,11	99,52%	0,00%	0,48%

Tabla 14: Contribución porcentual de cada impuesto al importe total de las cargas fiscales para cada alternativa.

Del mismo modo, en la Figura 24 se ha representado la contribución en porcentaje de cada uno de los impuestos en cada alternativa de gestión, definidas por el porcentaje de combustible gastado reprocesado. El eje primario corresponde al impuesto por la generación de combustible gastado, mientras que los valores del eje secundario afectan a las cargas por almacenar combustible gastado (abierto) y a las debidas al almacenamiento de residuos radiactivos de alta actividad una (cerrado).

Hay que resaltar que en el conjunto de las cargas fiscales, al margen del impuesto de generación de combustible irradiado, que es inherente a la generación de la energía nuclear, las cargas fiscales favorecen el ciclo cerrado, pues en todas las alternativas, el porcentaje de impuestos debidos al almacenamiento de combustible gastado sin hacerle ningún tratamiento, es superior a las cargas fiscales aplicadas a los residuos procedentes

4. Análisis de resultados en el caso español

del reprocesado del combustible gastado inicial, debido al menor volumen de los materiales a almacenar.

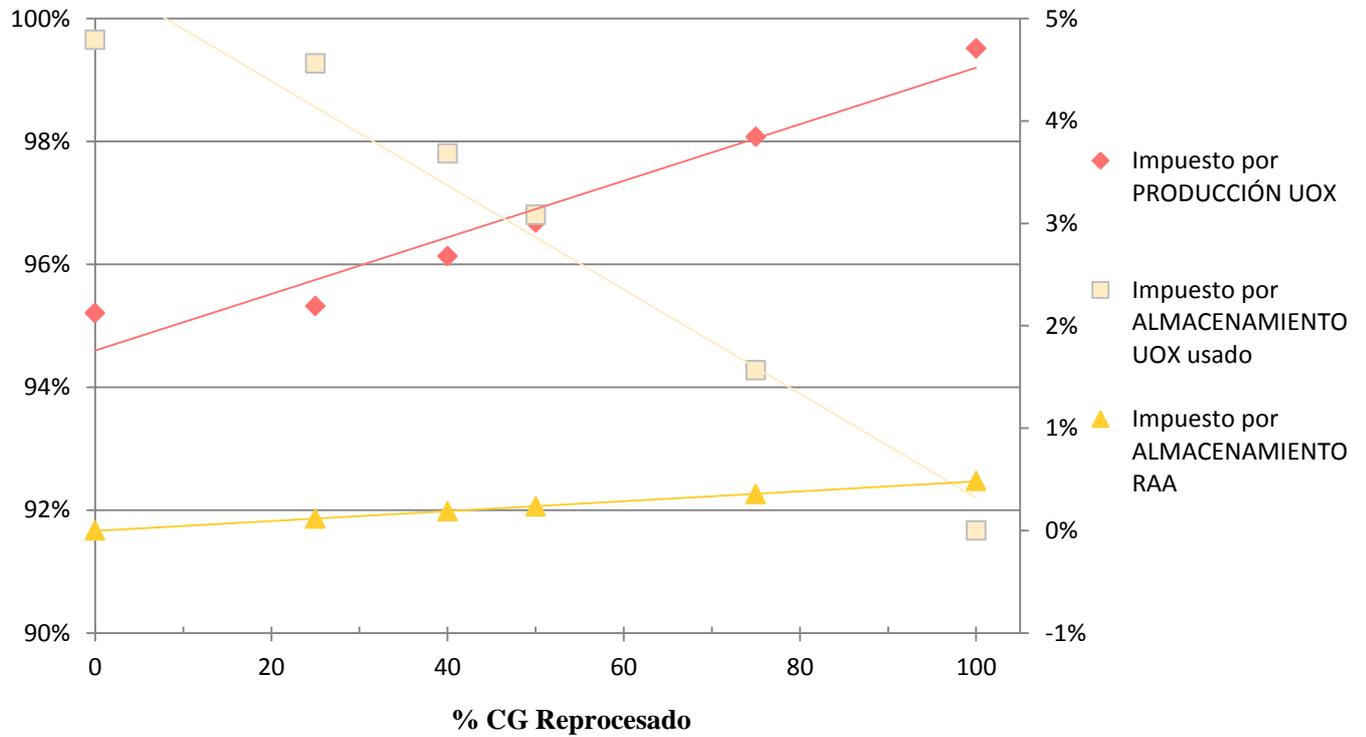


Figura 24: Desglose porcentual de las cargas fiscales en función del % de combustible gastado reprocesado en cada alternativa de gestión.

En la Figura 25 aparece la cuantía total de las cargas fiscales en todo el periodo de estudio para cada alternativa de gestión del combustible gastado y el porcentaje de las cargas fiscales de cada alternativa respecto a las de ciclo abierto. Aunque el orden de magnitud es igual en todas, es menor cuanto mayor es la cantidad de combustible reprocesado.

4. Análisis de resultados en el caso español

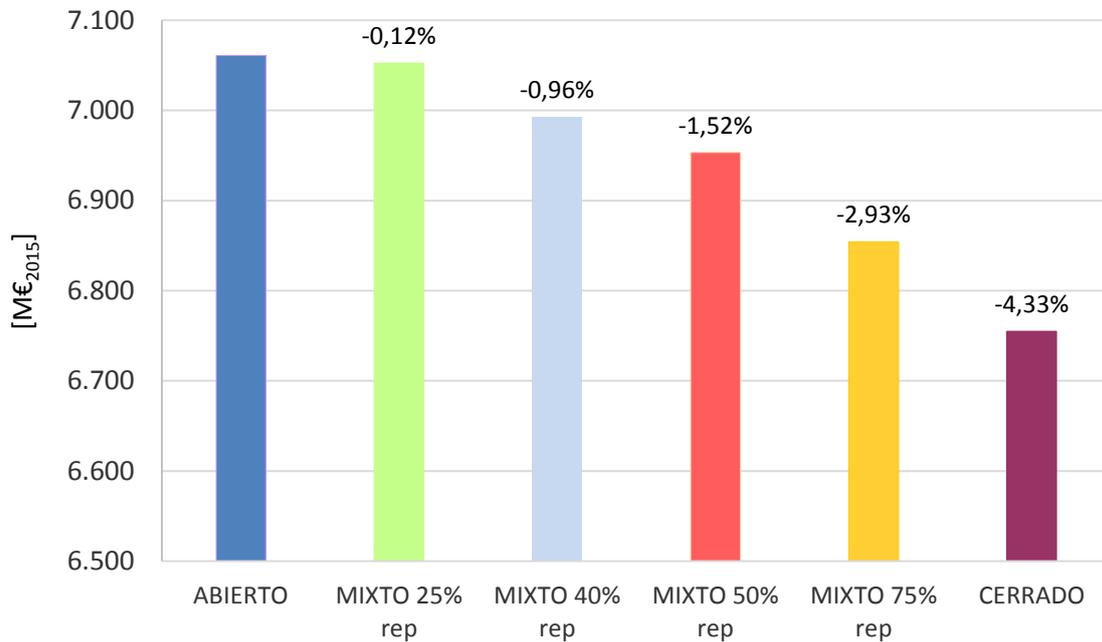


Figura 25: Coste total de aplicar las cargas fiscales para cada alternativa de gestión en el periodo de estudio [2015-2048].

4.4. Coste total.

El coste total de cada alternativa a lo largo de todo el periodo de estudio, se contabiliza sumando los flujos de caja de cada año, en unidades monetarias del año de referencia, es decir, en millones de €₂₀₁₅, los cuales se componen de: el coste de gestión, formado por los costes de *Front-End* y *Back-End*, y en el caso español las cargas fiscales correspondientes detalladas en la sección 3.4.

En la Tabla 15 se muestran los resultados totales en M€₂₀₁₅, obtenidos en todo el periodo de estudio para cada alternativa de gestión, y en la Figura 26 aparecen el incremento porcentual de cada alternativa de gestión respecto al ciclo más económico, el ciclo abierto.

4. Análisis de resultados en el caso español

Alternativa de gestión		Coste total [M€ ₂₀₁₅]
Ciclo abierto		17.733,49
Soluciones mixtas	Reprocesado 25% CG	18.505,44
	Reprocesado 40% CG	18.936,22
	Reprocesado 50% CG	19.214,25
	Reprocesado 75% CG	19.909,31
Ciclo cerrado		20.604,38

Tabla 15: Costes totales en [M€₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión.

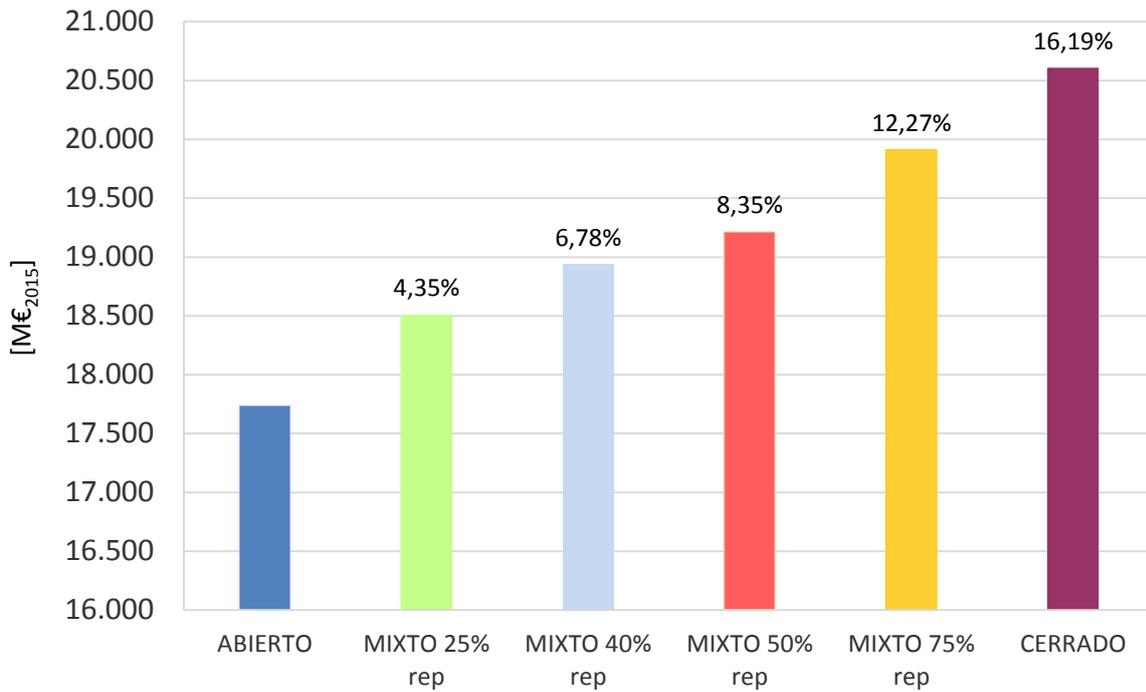


Figura 26: Coste total en [M€₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión en el periodo de estudio [2015-2048].

En la Figura 27 se ha realizado una recta de regresión sobre los costes totales calculados en función del porcentaje de combustible gastado que se ha reprocesado en cada alternativa de gestión. En ella se puede comprobar la no linealidad de este coste para cada uno de los porcentajes de combustible gastado reprocesado. La cercanía a la unidad del coeficiente de correlación, $R=0,9997$ verifica la bondad del ajuste, es decir,

4. Análisis de resultados en el caso español

el coste total aumenta de forma directamente proporcional a las toneladas de combustible gastado reprocesado. La precisión del ajuste aumenta en las soluciones mixtas a medida que se alejan del valor correspondiente al ciclo abierto, siendo muy próxima la estimación al valor real en el caso de un reprocesado del 75% del combustible gastado, aunque el margen de error vuelve a incrementarse cuanto más se aproxima al ciclo cerrado.

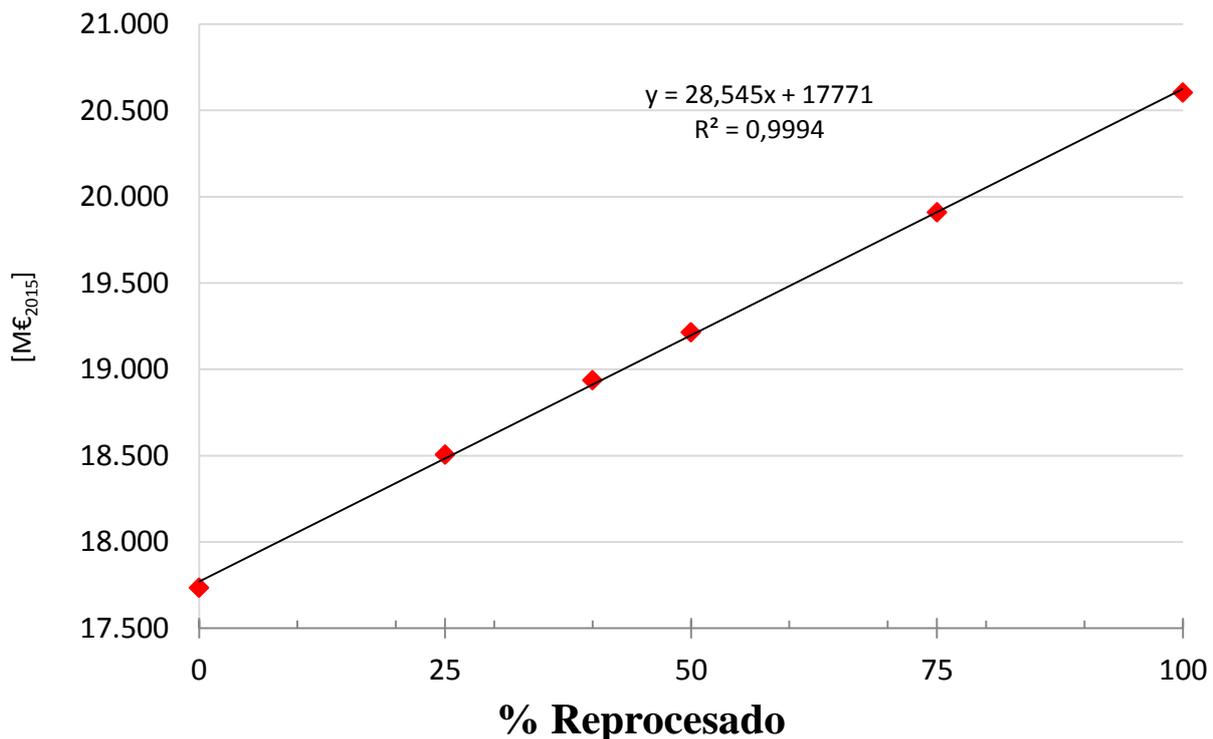


Figura 27: Recta de regresión del coste total en [M€₂₀₁₅] en función del porcentaje de combustible gastado reprocesado.

En la Figura 28 se muestra la contribución porcentual respecto al coste total del coste de gestión y de las cargas fiscales a lo largo del todo el periodo de estudio y para cada una de las alternativas de gestión. Entre el ciclo abierto y el ciclo cerrado existe una variabilidad del 7%, siendo la máxima entre todas las alternativas. Como ya se ha comentado anteriormente, las cargas fiscales se sitúan a favor del ciclo cerrado, y con ello al reprocesado, mientras que los costes de gestión actuales favorecen la gestión en ciclo abierto.

4. Análisis de resultados en el caso español

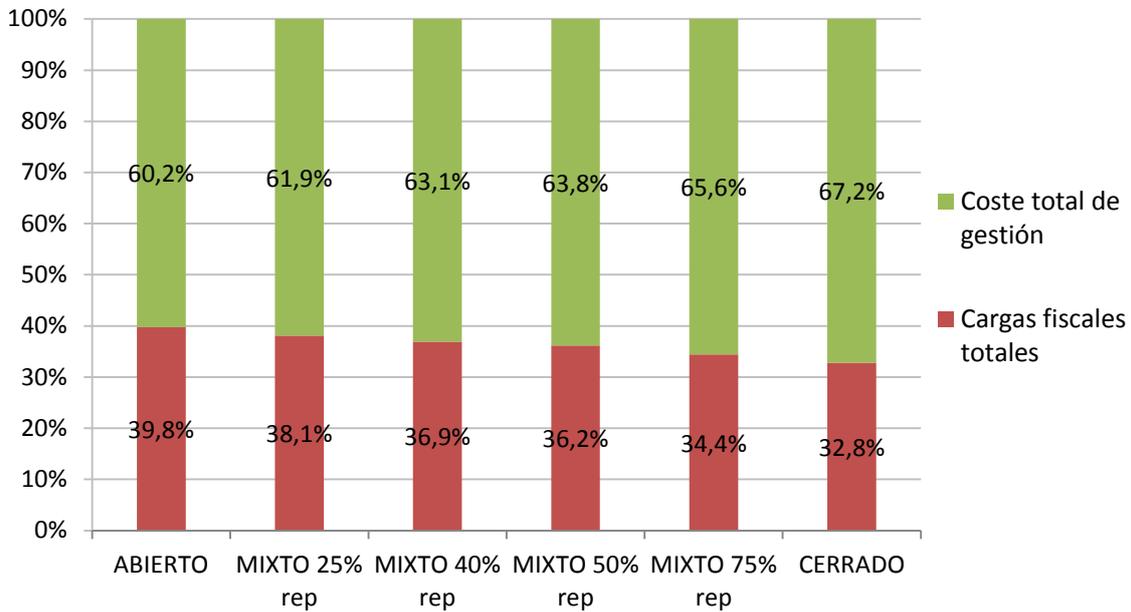


Figura 28: Contribución porcentual del coste de gestión y de las cargas fiscales al coste total del periodo de estudio en cada alternativa.

En la Figura 29 se representa gráficamente la totalidad del coste total en M€₂₀₁₅, diferenciando para cada alternativa la parte correspondiente al coste de gestión y a las cargas fiscales, las cuales tienen un valor casi constante, en torno a los 7.000 M€₂₀₁₅ para cada alternativa de estudio como se ha comentado con anterioridad. Por tanto, el coste de gestión cobra especial importancia al ser la principal causa del mayor coste total a medida que aumenta la cantidad de combustible gastado reprocesado.

4. Análisis de resultados en el caso español

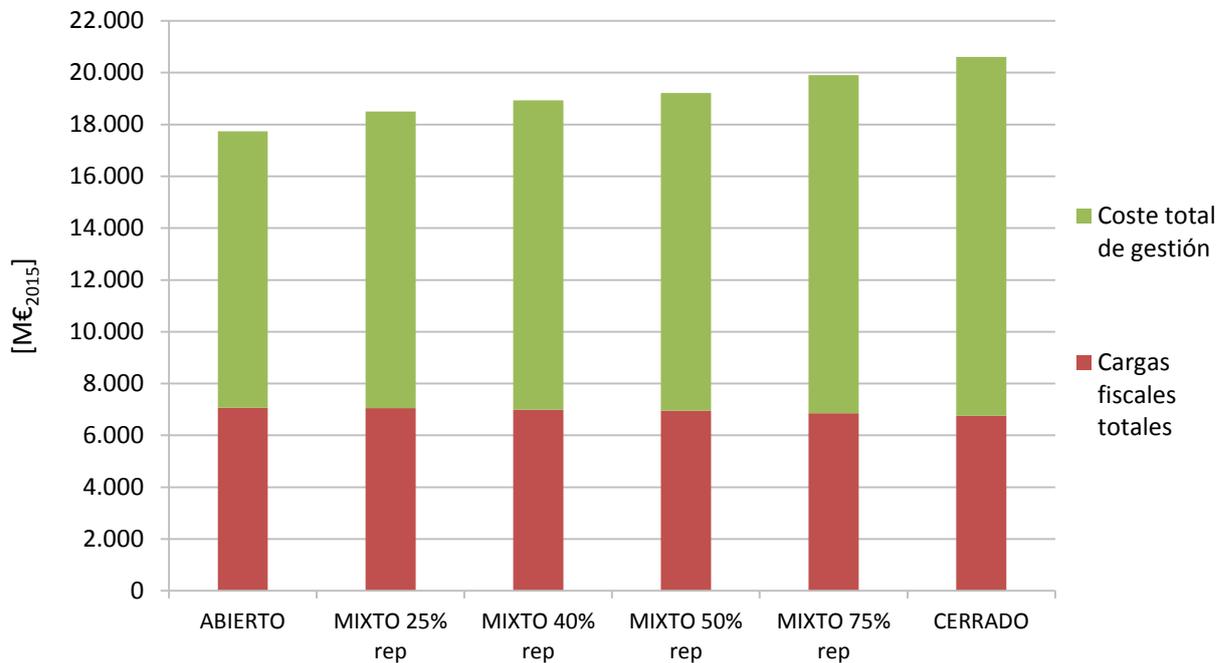


Figura 29: Costes totales del periodo de estudio desglosados en [M€₂₀₁₅].

4.4.1. Coste total normalizado.

Dado que este proyecto es un estudio económico en el que no se considera ningún tipo de ingreso, es útil calcular el coste normalizado de generación eléctrica (*Levelized Cost of Electricity*), y así dar el coste unitario anual de generar una unidad de energía. Este coste, mantenido constante durante el número de años del periodo de estudio, totaliza los costes ocurridos durante la vida útil del proyecto (en este caso del 2015 al 2048) descontados al año 2015, que es el año considerado de referencia e incluyendo en dicho coste los intereses generados.

Para calcular el coste normalizado, se contabiliza para cada alternativa el coste total de generación entre la energía generada a lo largo de todo el periodo de estudio. Para ello, el coste de generación de energía, inicialmente en € por kilogramo de combustible UOX introducido en el reactor, se convierte en megavatios hora teniendo en cuenta un funcionamiento de reactor a lo largo de 8.760 horas al año por cada 20 toneladas de combustible que se introducen anualmente en un reactor nuclear de 1000 MW de potencia instalada.

Multiplicando el coste de generación por el factor de recuperación del capital (*CRF*, *Capital Recovery Factor*) se obtiene el coste anual de generación de 1MWh incluyéndose en él el coste de interés.

4. Análisis de resultados en el caso español

El factor de recuperación del capital se calcula mediante la siguiente expresión:

$$CRF = \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

Siendo i la tasa de descuento elegida en este proyecto, 6%. Si no se tuviera en cuenta la actualización del dinero a lo del número de años del periodo de estudio (N , en este caso 34), en el límite este factor resultaría $\lim_{i \rightarrow 0} CRF = \frac{1}{N}$, es decir, el valor constante de la inversión durante cada año del periodo de estudio.

Así pues, el coste normalizado representa la anualidad a lo largo del periodo de estudio de generar un megavatio hora y la gestión que conlleva el combustible gastado producido para generarlo. Hay que señalar que para calcularlo no se ha tenido en cuenta el combustible almacenado hasta el 31/12/2014 en las piscinas de las centrales españolas.

En la Figura 30 se muestran los costes normalizados obtenidos para cada alternativa de gestión y la diferencia en porcentaje de cada una respecto al obtenido en ciclo abierto.

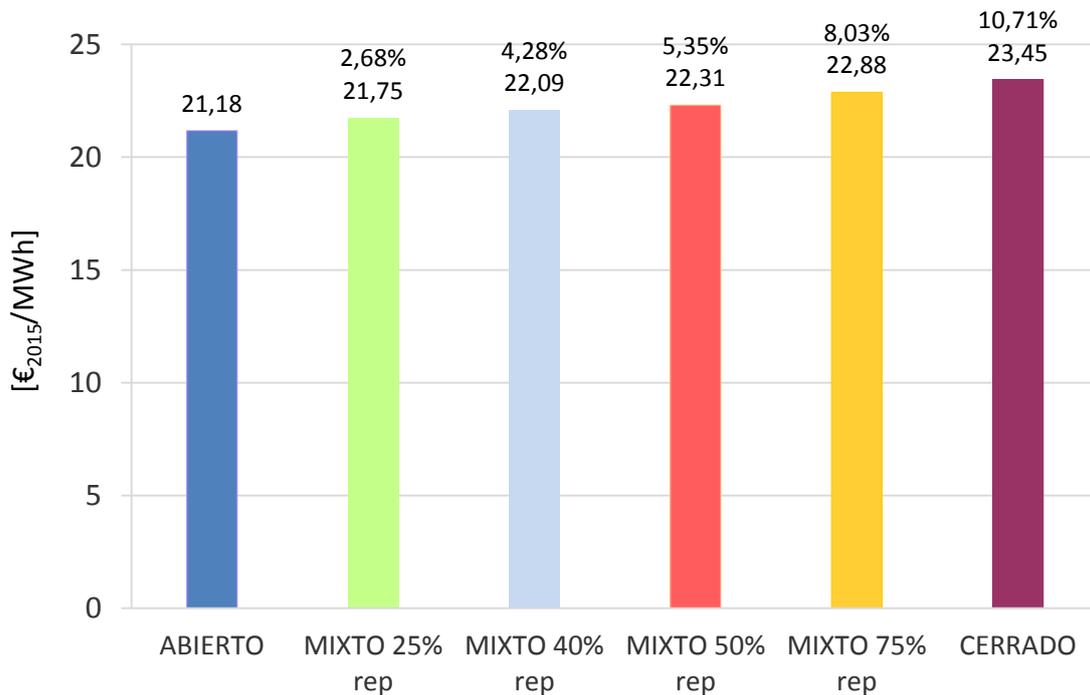


Figura 30: Coste total normalizado en [€/2015/MWh] para cada alternativa en todo el periodo de estudio.

4.5. Análisis del coste total en función del coste de reprocesado.

Debido a la gran incertidumbre en el coste de reprocesado, y la importancia que tiene en el *Back-End* del ciclo cerrado y de las alternativas derivadas del mismo, es interesante realizar un nuevo análisis para ver cómo varía el coste total de todo el periodo de estudio, modificando sólo el coste de reprocesado, y así poder comprobar la relevancia que tiene en el coste total. Por tanto, en este nuevo análisis, sólo varía el coste del *Back-End* y con ello el coste total, ya que el resto de costes (*Front-End* y cargas fiscales) permanecen inalterados al ser independientes del parámetro de reprocesado. Basándose en la bibliografía consultada, se establece para el coste unitario de reprocesado un rango de 300 a 1300 €₂₀₁₅/kgHM.

Los resultados obtenidos de dicho análisis para unos costes unitarios de reprocesado de 300, 500, 700, 900, 1100 y 1300 €₂₀₁₅/kgHM además del considerado en el presente estudio, 818,052 €₂₀₁₅/kgHM, se muestran de forma analítica en el Anexo D, y gráficamente se pueden observar en la Figura 31.

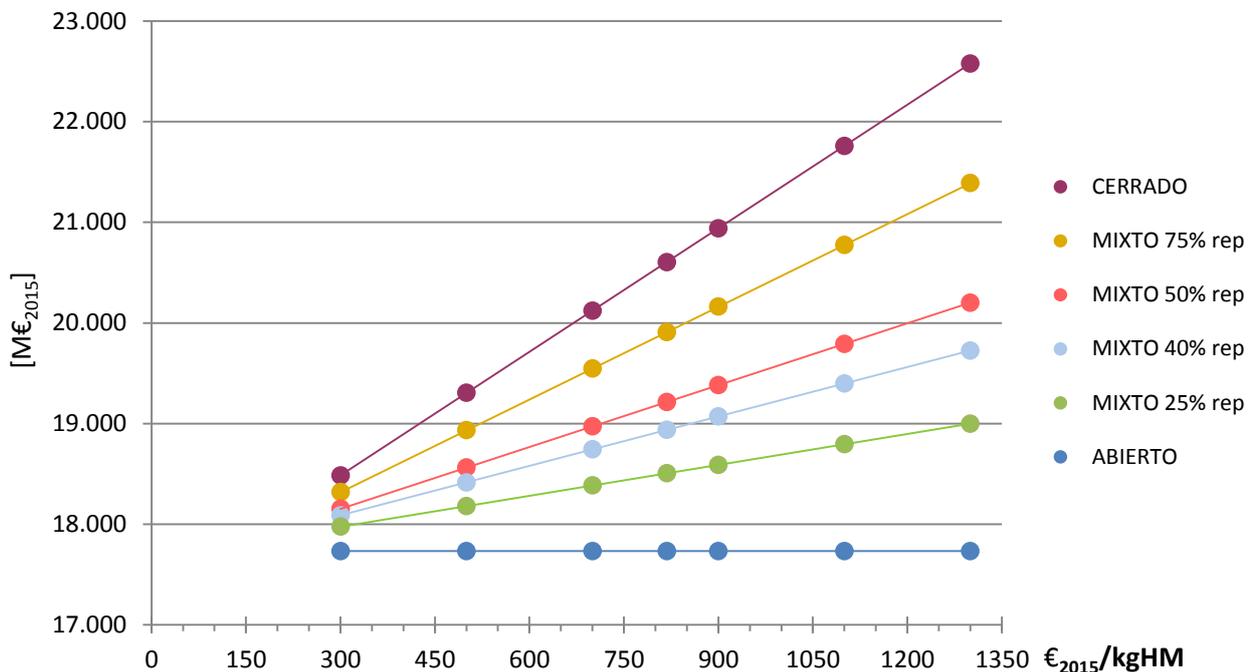


Figura 31: Análisis del coste total en [M€₂₀₁₅] según el coste de reprocesado para cada alternativa en [€₂₀₁₅/kgHM].

A continuación se muestra otra figura con la variación porcentual del coste total de cada estrategia respecto al de ciclo abierto, para cada uno de los costes unitarios de reprocesado citados anteriormente.

4. Análisis de resultados en el caso español

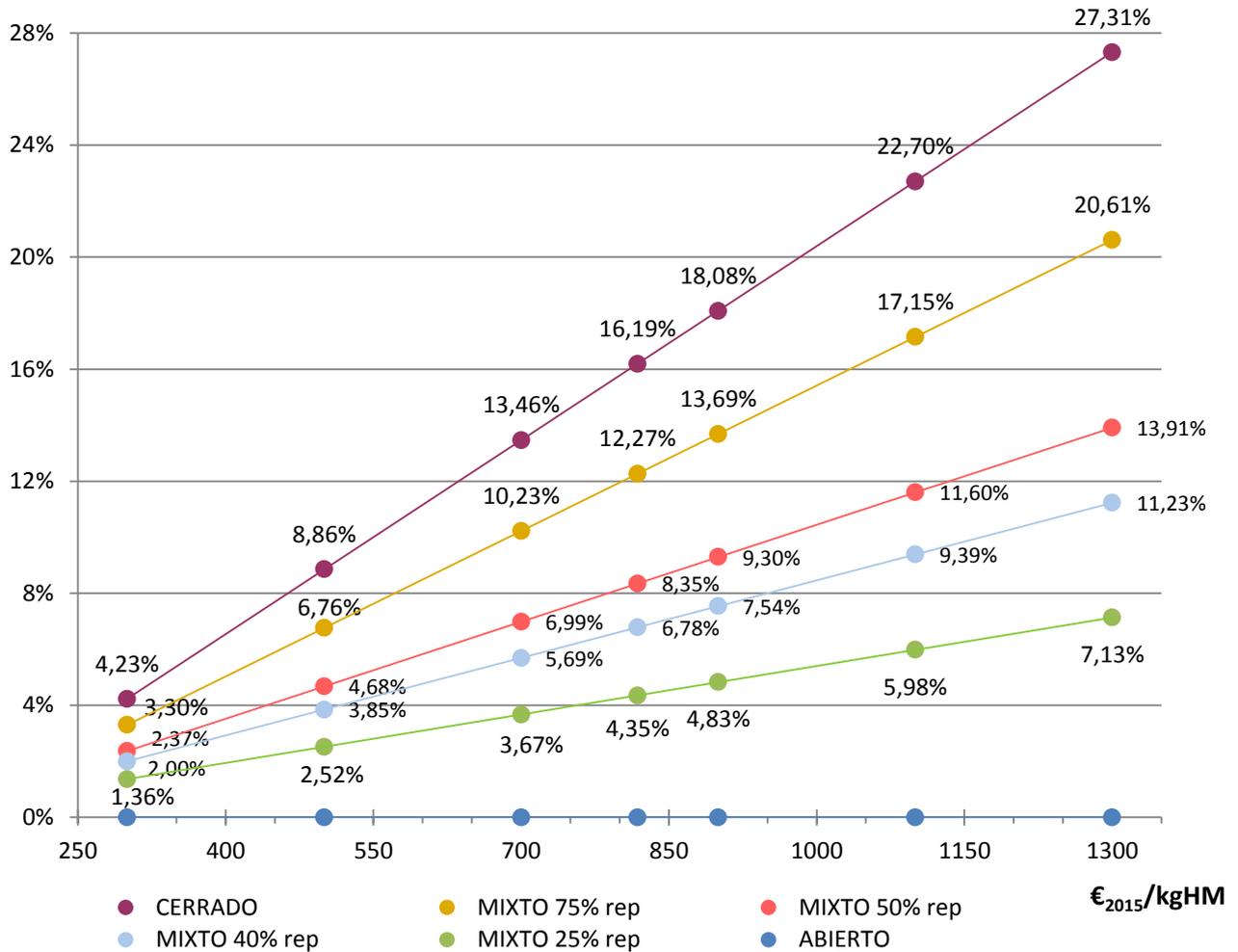


Figura 32: Incremento porcentual del coste total en cada alternativa respecto al ciclo abierto para cada coste de reprocesado aplicado en [€/2015/kgHM].

Como se puede apreciar en la Figura 32, en todas las alternativas la variación porcentual en ningún caso llega a ser negativa, esto es con un coste total inferior al de ciclo abierto. Por esta razón se ha realizado en cada alternativa una extrapolación para conocer el coste de reprocesado para el cual se iguala el coste total con el de ciclo abierto.

En dichas extrapolaciones, correspondientes al ciclo cerrado, y a las soluciones mixtas del 75, 50, 40 y 25% de combustible gastado reprocesado, el coste total se iguala al coste en ciclo abierto para 117,119 €/2015/kgHM, 109,320 €/2015/kgHM, 94,561 €/2015/kgHM, 83,492 €/2015/kgHM y 63,703 €/2015/kgHM, respectivamente.

Las citadas extrapolaciones del coste unitario de reprocesado para cada alternativa se muestran analíticamente en la Tabla 16 y gráficamente junto con los resultados originales en la Figura 33.

4. Análisis de resultados en el caso español

Alternativa de gestión		Coste de reprocesado [€ ₂₀₁₅ /kgHM]	Coste total [M€ ₂₀₁₅]
Ciclo abierto		No aplica	17.733,49
Soluciones mixtas	Reprocesado 25% CG	63,703	
	Reprocesado 40% CG	83,492	
	Reprocesado 50% CG	94,561	
	Reprocesado 75% CG	109,320	
Ciclo cerrado		117,119	

Tabla 16: Costes unitarios de reprocesado con igualdad del coste total al de ciclo abierto.

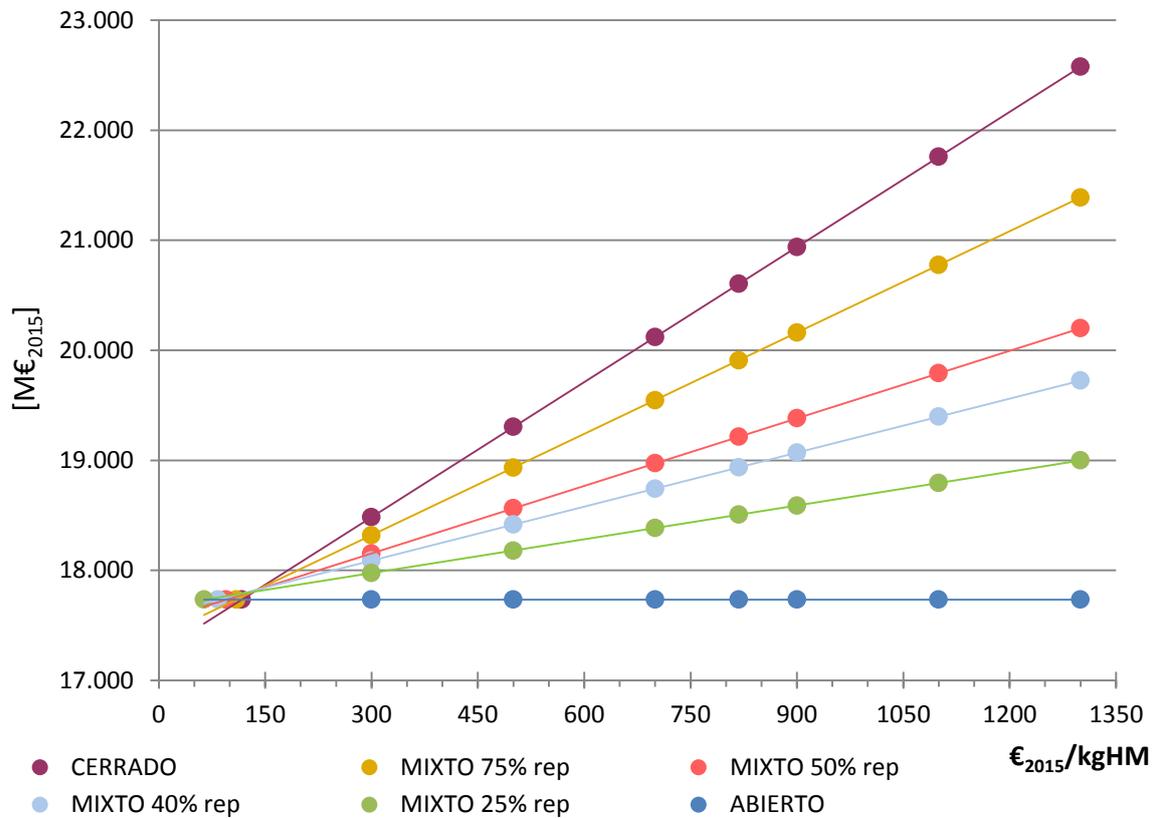


Figura 33: Extrapolación a igualdad con el ciclo abierto del coste total en [M€₂₀₁₅] para cada alternativa según el coste unitario de reprocesado en [€₂₀₁₅/kgHM].

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

5. CONCLUSIONES

Con este proyecto se pretende analizar para el caso español, otras alternativas de gestión del combustible gastado diferentes a las existentes en la bibliografía estudiada, mostrando otras posibilidades más realistas a la aplicación del ciclo cerrado, y analizar estos costes con el objetivo de dar un enfoque más económico a la aplicación del ciclo cerrado.

Para ello, se analiza en cada alternativa la influencia que tiene en el coste total el coste de gestión y los parámetros de los que éste depende, así como las cargas fiscales aplicadas en cada estrategia de gestión, analizando el origen de la cuantía y en qué medida afectan a las distintas alternativas. En cuanto al coste de gestión, el coste de la primera parte del ciclo, *Front-End*, resulta ser común para todas las alternativas de gestión, ya que durante el ciclo del combustible nuclear hasta que los elementos combustibles son introducidos en el reactor para su quemado, los procesos llevados a cabo son los mismos para todas las alternativas de gestión.

En esta sección, se analizan los resultados obtenidos para el escenario español en cada alternativa de gestión, comparándolos con los resultados en ciclo abierto. El análisis comienza con la alternativa económicamente más desfavorable, el ciclo cerrado, y posteriormente las alternativas de menos a más proclives al empleo del ciclo abierto.

5.1. Conclusiones de los resultados en ciclo cerrado.

Haciendo un balance de los costes en ciclo cerrado, como se puede ver en la Tabla 17, se obtiene que el ciclo cerrado resulta ser un 16,19% más caro que el ciclo puramente abierto. Esto se debe fundamentalmente a la superioridad del coste de *Back-End* en ciclo cerrado que en ciclo abierto, concretamente 2,69 veces superior.

Por otra parte, las cargas fiscales resultantes de aplicar la legislación española vigente ofrecen una ventaja del 4,33% respecto al ciclo abierto, pero insuficiente para llegar a equiparar o mejorar el coste total.

En cuanto al coste normalizado, la desventaja respecto al ciclo abierto es un 26,6% mayor que en el coste total.

5. Conclusiones

		Coste total [M€ ₂₀₁₅] (*)		[% c. abierto]
		Ciclo cerrado	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	9.493,38	9.493,38	0,00%
	<i>Back-End</i>	4.355,90	1.179,25	269,38%
Cargas fiscales		6.755,11	7.060,86	-4,33%
Coste total		20.604,38	17.733,49	16,19%
Coste normalizado		23,45	21,18	10,71%

(*) Excepto para el coste normalizado, expresado en [€₂₀₁₅/MWh].

Tabla 17: Comparativa de costes entre ciclo cerrado y ciclo abierto.

Si se compara la distribución de los costes respecto al coste total de cada alternativa, se obtiene una diferencia del 7,04%, de forma que del coste total, en ciclo abierto las cargas fiscales representan un 7,04% más respecto a su coste total que las cargas fiscales del ciclo cerrado respecto a su coste total. Esta diferencia se produce justo en caso contrario en el coste de gestión, el cual representa un 7,04% más respecto a su coste total que en el caso de ciclo abierto, como se puede comprobar en la Tabla 18.

		Contribución al coste total [%total]		Incremento respecto ciclo abierto
		Ciclo cerrado	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	46,07%	53,53%	-7,46%
	<i>Back-End</i>	21,14%	6,65%	14,49%
	Total	67,22%	60,18%	7,04%
Cargas fiscales		32,78%	39,82%	-7,04%

Tabla 18: Comparativa de la contribución al coste total entre ciclo cerrado y ciclo abierto.

5.2. Conclusiones de los resultados para la solución mixta: reprocesado el 75% del CG.

En el caso de reprocesar sólo el 75% del combustible gastado almacenado en las centrales nucleares españolas y del combustible irradiado en el periodo de estudio del presente proyecto, se obtienen los resultados de la Tabla 19, donde se ve que el coste de gestión de *Back-End* de esta solución mixta es 2 veces superior al de ciclo abierto, lo que significa un 25% menos que el valor de ciclo cerrado.

A su vez, las cargas fiscales siguen siendo favorables para la solución mixta, aunque con una diferencia de 1,4% menores respecto a la comparación anterior con el ciclo cerrado puro, resultando un 2,93% de las cargas fiscales en ciclo abierto.

Con todo ello, en esta alternativa el coste total mejora respecto al caso anterior, pero continúa siendo favorable en ciclo abierto, por razón de un ahorro del 12,27%.

		Coste total [M€ ₂₀₁₅] (*)		[% c. abierto]
		Reprocesado 75% del CG	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	9.493,38	9.493,38	0,00%
	<i>Back-End</i>	3.561,74	1.179,25	202,03%
Cargas fiscales		6.854,2	7.060,86	-2,93%
Coste total		19.909,31	17.733,49	12,27%
Coste normalizado		22,88	21,18	8,03%

(*) Excepto para el coste normalizado, expresado en [€₂₀₁₅/ MWh].

Tabla 19: Comparativa de costes entre solución mixta al 75% de reprocesado y ciclo abierto.

En cuanto a la contribución de cada parte del coste a la totalidad, véase Tabla 20, en esta solución mixta el coste de gestión de *Back-End* pierde importancia (del 21,14% en ciclo cerrado al 17,89%) al disminuir la totalidad del coste total. La diferencia entre el peso del coste de gestión y de las cargas fiscales respecto al coste total, radica en una diferencia del 5,39% entre ciclo abierto y la solución mixta para un reprocesado del 75% del combustible gastado.

		Contribución al coste total [%total]		Incremento respecto ciclo abierto
		Reprocesado 75% del CG	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	47,68%	53,53%	-5,85%
	<i>Back-End</i>	17,89%	6,65%	11,24%
	Total	65,57%	60,18%	5,39%
Cargas fiscales		34,43%	39,82%	-5,39%

Tabla 20: Comparativa de la contribución al coste total entre solución mixta al 75% de reprocesado y ciclo abierto.

5.3. Conclusiones de los resultados para la solución mixta: reprocesado el 50% del CG.

En el caso de adoptar la solución intermedia entre el ciclo abierto y el ciclo cerrado, es decir reprocesar el 50% del combustible gastado, los resultados siguen siendo favorables al ciclo abierto como se refleja en la Tabla 21, donde el coste total en ciclo puramente abierto supone un ahorro del 8,35%.

Por otro lado, el coste de gestión en *Back-End* supone casi un 35% adicional al resultante en ciclo abierto. Por otra parte, la reducción en las cargas fiscales supone una ventaja para esta solución mixta del 1,52%.

		Coste total [M€ ₂₀₁₅] (*)		[% c. abierto]
		Reprocesado 50% del CG	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	9.493,38	9.493,38	0,00%
	<i>Back-End</i>	2.767,57	1.179,25	134,69%
Cargas fiscales		6.953,30	7.060,86	-1,52%
Coste total		19.214,25	17.733,49	8,35%
Coste normalizado		22,31	21,18	5,35%

(*) Excepto para el coste normalizado, expresado en [€₂₀₁₅/ MWh].

Tabla 21: Comparativa de costes entre solución mixta al 50% de reprocesado y ciclo abierto.

5. Conclusiones

Al analizar la importancia de cada tipo de coste respecto al coste total, los resultados están en consonancia con los mostrados en las conclusiones anteriores, de forma que la diferencia entre las cargas fiscales y los costes de gestión radican en un 3,63% a favor de la solución mixta en las cargas fiscales y a favor del ciclo abierto en el coste de gestión, como se puede apreciar en la Tabla 22.

		Contribución al coste total [%total]		Incremento respecto ciclo abierto
		Reprocesado 50% del CG	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	50,48%	53,53%	-4,13%
	<i>Back-End</i>	13,12%	6,65%	7,75%
	Total	63,81%	60,18%	3,63%
Cargas fiscales		36,19%	39,82%	-3,63%

Tabla 22: Comparativa de la contribución al coste total entre solución mixta al 50% de reprocesado y ciclo abierto.

5.4. Conclusiones de los resultados para la solución mixta: reprocesado el 40% del CG.

En la solución mixta con un reprocesado del 40% del combustible gastado, se obtiene, como se ve en la Tabla 23, un coste total un 6,78 % superior al obtenido en ciclo cerrado. El coste de *Back-End* es un 7,75% adicional al del ciclo abierto, e inferior al obtenido en la solución anterior.

5. Conclusiones

		Coste total [M€ ₂₀₁₅] (*)		[% c. abierto]
		Reprocesado 40% del CG	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	9.493,38	9.493,38	0,00%
	<i>Back-End</i>	2.449,91	1.179,25	107,75%
Cargas fiscales		6.992,93	7.060,86	-0,96%
Coste total		18.936,22	17.733,49	6,78%
Coste normalizado		22,09	21,18	4,28%

(*) Excepto para el coste normalizado, expresado en [€₂₀₁₅/MWh].

Tabla 23: Comparativa de costes entre solución mixta al 40% de reprocesado y ciclo abierto.

En la Tabla 24 aparece la contribución de cada parte del coste al coste total, y se compara con los homólogos correspondientes en ciclo abierto. Hay una diferencia del 2,89% que de nuevo resulta favorable al coste de gestión en el ciclo abierto, y favorable a las cargas fiscales en caso de reprocesar el 40% del combustible gastado.

		Contribución al coste total [%total]		Incremento respecto ciclo abierto
		Reprocesado 40% del CG	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	50,13%	53,53%	-3,40%
	<i>Back-End</i>	12,94%	6,65%	6,29%
	Total	63,07%	60,18%	2,89%
Cargas fiscales		36,93%	39,82%	-2,89%

Tabla 24: Comparativa de la contribución al coste total entre solución mixta al 40% de reprocesado y ciclo abierto.

5.5. Conclusiones de los resultados para la solución mixta: reprocesado el 25% del CG.

Si se reprocessa el 25% del combustible gastado del parque nuclear español, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 25, junto con los de ciclo abierto. En este caso, el coste de *Back-End* es un 66,18% superior al de ciclo abierto. Debido al menor porcentaje de combustible reprocessado, el coste total acaba difiriendo al de ciclo abierto, un 4,35% adicional.

En cuanto al coste normalizado, la diferencia es mayor, un 2,68% superior que el ciclo abierto.

		Coste total [M€ ₂₀₁₅] (*)		[% c. abierto]
		Reprocesado 25% del CG	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	9.493,38	9.493,38	0,00%
	<i>Back-End</i>	1.524,33	1.179,25	66,18%
Cargas fiscales		7.052,39	7.060,86	-0,12%
Coste total		18.505,44	17.733,49	4,35%
Coste normalizado		21,75	21,18	2,68%

(*) Excepto para el coste normalizado, expresado en [€₂₀₁₅/ MWh].

Tabla 25: Comparativa de costes entre solución mixta al 25% de reprocessado y ciclo abierto.

En la Tabla 26 se muestran los resultados que comparan la importancia de cada coste dentro del coste total de la solución mixta al 25% de reprocessado y el ciclo abierto. Se puede comprobar la pérdida de relevancia del coste de *Back-End* con un 3,94 % de ventaja para el ciclo puramente abierto. Esto se debe de nuevo al mayor peso del ciclo abierto en la solución mixta.

		Contribución al coste total [%total]		Incremento respecto ciclo abierto
		Reprocesado 25% del CG	Ciclo abierto	
Coste de gestión	<i>Front-End</i>	51,30%	53,53%	-2,23%
	<i>Back-End</i>	10,59%	6,65%	3,94%
	Total	61,89%	60,18%	1,71%
Cargas fiscales		38,48%	39,82%	-1,71%

Tabla 26: Comparativa de la contribución al coste total entre solución mixta al 25% de reprocesado y ciclo abierto.

5.6. Conclusiones del análisis del coste de reprocesado.

En el presente proyecto inicialmente se ha considerado a partir de la bibliografía estudiada un coste unitario de reprocesado de 818,052 €₂₀₁₅/kgHM y como un valor intermedio entre los costes de reprocesado que se pueden dar en la actualidad en los acuerdos internacionales, en un rango que varía aproximadamente entre 300 y 1300 €₂₀₁₅/kgHM.

Con el objetivo de ofrecer una mayor perspectiva en los costes actuales de la gestión del combustible gastado, se ha hecho un nuevo análisis del coste total variando el coste unitario de reprocesado indicado anteriormente y en intervalos de 200 €₂₀₁₅/kgHM.

Puesto que en todas las alternativas de gestión el coste total supera al de ciclo abierto para todo el rango, se han realizado las extrapolaciones pertinentes permiten obtener los costes unitarios de reprocesado para los cuales se igualaría el coste total de cada alternativa al obtenido en ciclo abierto.

Dichas extrapolaciones se muestran con detalle en la Figura 34, donde se pueden apreciar las tendencias del coste total para cada alternativa de gestión en función del coste unitario de reprocesado.

5. Conclusiones

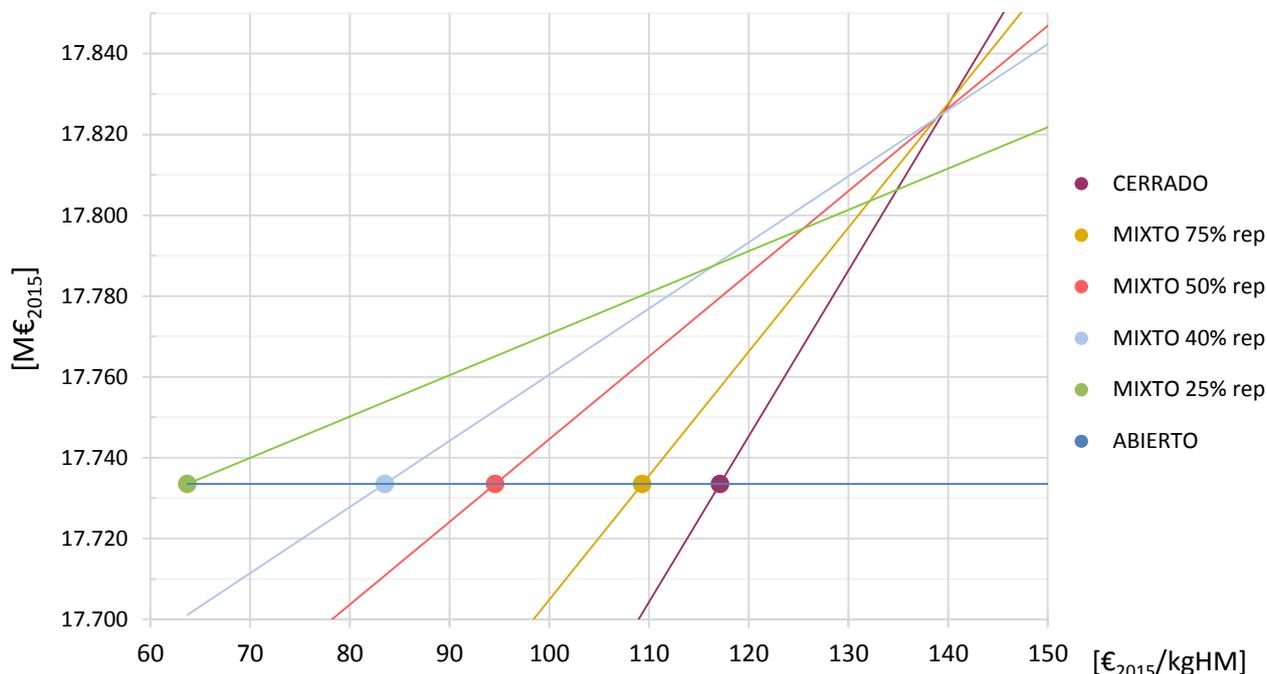


Figura 34: Detalle de la extrapolación del coste total en [M€₂₀₁₅] de las alternativas mixtas y el ciclo cerrado para para igualar al coste total en ciclo abierto.

Observando las tendencias del coste total para cada alternativa de gestión, y sin tener en cuenta el coste en ciclo abierto, se obtiene que:

- La estrategia de gestión más económica es la solución mixta con un reprocesado del 25% del combustible gastado, para costes unitarios de reprocesado superiores a 135 €₂₀₁₅/kgHM aproximadamente. Para costes unitarios de reprocesado inferiores a este valor, el ciclo cerrado resulta ser la estrategia más económica seguido de las soluciones mixtas que emplean un mayor porcentaje de combustible reprocesado.
- Por otra parte, al margen de la solución mixta del 25% citada anteriormente, cuanto menor es el coste unitario de reprocesado, concretamente para valores inferiores a 140 €₂₀₁₅/kgHM, más rentable resultan las estrategias que reprocesan una mayor cantidad de combustible, es decir, el ciclo cerrado seguido de las soluciones mixtas del 75, 50 y 40% consecutivamente.

A continuación en la Tabla 27 se muestran los resultados del coste total obtenidos inicialmente para un coste unitario de reprocesado de 818,052 €₂₀₁₅/kgHM, junto con los costes unitarios de reprocesado resultantes como consecuencia de este nuevo análisis una vez extrapolados los valores obtenidos del coste total en el rango seleccionado.

5. Conclusiones

Alternativa de gestión		Coste de reprocesado [€ ₂₀₁₅ /kgHM]	Coste total [M€ ₂₀₁₅]	Coste de reprocesado [€ ₂₀₁₅ /kgHM]	Coste total [M€ ₂₀₁₅]
Ciclo abierto		No aplica	17.733,49	No aplica	17.733,49
Soluciones mixtas	Reprocesado 25% CG	818,052	18.505,44	63,703	
	Reprocesado 40% CG		18.936,22	83,492	
	Reprocesado 50% CG		19.214,25	94,561	
	Reprocesado 75% CG		19.909,31	109,320	
Ciclo cerrado			20.604,38	116,240	

Tabla 27: Comparativa de costes totales en [M€₂₀₁₅] para costes unitarios de reprocesado en [€₂₀₁₅/kgHM] actuales y extrapolados.

Por tanto, a partir de las tendencias y con los resultados obtenidos de la extrapolación, se puede concluir que, para costes unitarios de reprocesado inferiores a 135 €₂₀₁₅/kgHM, la estrategia de reprocesado más económica es el ciclo cerrado, alcanzándose su valor máximo para el cual resulta igual o favorable al ciclo abierto con un coste de reprocesado unitario de 116,24 €₂₀₁₅/kgHM.

Los costes unitarios de reprocesado obtenidos para el resto de alternativas de gestión para los cuales se iguala su coste al de ciclo abierto, no compensan el ahorro que se obtendría empleando directamente el ciclo cerrado, el cual es más económico para los valores obtenidos al encontrarse en el rango citado anteriormente (<135 €₂₀₁₅/kgHM) y proporcionar un coste total inferior.

Sin embargo, el coste máximo unitario de reprocesado obtenido para el ciclo cerrado sigue siendo inferior a los precios unitarios de reprocesado adoptados en la actualidad entre los gobiernos y las empresas que realizan la tecnología de reprocesado en sus acuerdos a largo plazo para la gestión de los residuos nucleares.

Por tanto, se puede concluir que el ciclo cerrado es la estrategia más económica para precios de reprocesado inferiores a 116,24 €₂₀₁₅/kgHM, y para valores superiores, el ciclo abierto es la opción más rentable. Para dicho margen superior, en caso de emplear el reprocesado de algún modo, el ciclo cerrado es menos desfavorable hasta precios de 135 €₂₀₁₅/kgHM aproximadamente, a partir de la cual la mejor opción al margen del ciclo abierto es la estrategia de reprocesado del 25% del combustible gastado.

5.7. Conclusiones finales.

En cuanto al coste total, de entre las alternativas de gestión estudiadas en el presente proyecto y con los costes del ciclo nuclear que se contemplan en la actualidad, en términos exclusivamente económicos la mejor opción sería el ciclo abierto, seguido de la solución mixta con un reprocesado del 25% del combustible gastado del parque nuclear español, que difiere del ciclo abierto en menos de un 5%. Dicha solución permitiría un ahorro de espacio de almacenamiento del 5% en los 34 años que abarca el periodo de estudio.

Hay que destacar que las cargas fiscales resultantes de aplicar la legislación española vigente favorece la estrategia del reprocesado, al disminuir el valor de éstas respecto al empleo del ciclo abierto.

Pese a ello, los costes totales siempre son superiores cuanto mayor es la cantidad de combustible gastado reprocesado, llegando a ser en ciclo cerrado un 16,19% superiores al ciclo abierto. En el caso de los costes normalizados, este porcentaje disminuye al 10,71%, debido a que en su cálculo no se ha tenido en cuenta el combustible gastado almacenado hasta el 31/12/2014 en las piscinas y ATIs de las centrales nucleares españolas.

En la segunda parte del coste de gestión o *Back-End*, donde influye el coste almacenamiento en ATC o AGP, el coste es proporcional al porcentaje de combustible gastado reprocesado pese a la reducción con ello del volumen de los residuos vitrificados obtenidos, por lo que este hecho no es significativo en una toma de decisiones a favor de las estrategias de reprocesado.

Por otra parte, el hecho de ampliar veinte años el periodo de operación de las centrales nucleares españolas, justifica en mayor medida el uso del reprocesado frente al ciclo abierto, ya que con ello se consigue un mayor aprovechamiento de los ATIs y las instalaciones actuales para el almacenamiento temporal de los residuos radiactivos, debido a la reducción de volumen de los mismos que implica el reprocesado del combustible gastado.

Por último, cabe señalar que, con las condiciones del parque nuclear español y las hipótesis consideradas en este proyecto, para costes de reprocesado iguales o inferiores a 116,24 €₂₀₁₅/kgHM, el ciclo cerrado resulta ser la mejor opción para la gestión del combustible gastado. Sin embargo, dichos valores no son muy significativos ya que quedan fuera del intervalo de valores utilizado en la actualidad en los contratos de gestión a largo plazo de los residuos nucleares entre las empresas de reprocesado y los distintos gobiernos.

CAPÍTULO 6

REFERENCIAS

6. REFERENCIAS

- [ASOC13] Asociación Española de la Industria Eléctrica, “Las centrales nucleares españolas en 2013”. Julio 2014.
- [ASOC14] Asociación Española de la Industria Eléctrica, “Producción diaria de las centrales nucleares españolas 2014”. Marzo 2015.
- [BUNN03] Bunn M., S. Fetter, J. Holdren, and B. van der Zwaan, “The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel”. Project on Managing the Atom Belfer Center for Science and International Affairs, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge, Massachusetts, December 2003.
- [COMM10] Commission Staff Working Document – “Accompanying document to the revised proposal for a Council Directive (Euratom) on the Management of Spent Fuel and Radioactive Waste” – Impact Assessment, European Commission, Brussels, November 2010.
- [CONS11] Consejo de Seguridad Nuclear, “Memoria anual 2011”, 2012.
- [DER09a] De Roo, G. y J.E. Parsons, “Nuclear Fuel Recycling, the Value of the Separated Transuranics and the Levelized Cost of Electricity”, a joint Center of the Department of Economics, MIT Energy Initiative and Sloan School of Management, September 2009.
- [DER09b] De Roo, G., “Economics of Nuclear Fuel Cycles: Option Valuation and Neutronics Simulation of Mixed Oxide Fuels”. Massachusetts Institute of Technology, 2009.
- [DERO11] De Roo, G. y J.E. Parsons, “A Methodology for Calculating the Levelized Cost of Electricity in Nuclear Power Systems with Fuel Recycling”. Energy Economics, vol. 33, No. 5, pp. 826–839, 2011.
- [DIRE06] Directiva 2006/117/Euratom del Consejo de 20 de noviembre de 2006 relativa a la vigilancia y al control de los traslados de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado. Diario Oficial de la Unión Europea, Diciembre 2006.

6. Referencias

- [ENRE14] Enresa, “Dossier de prensa, Almacén Temporal Centralizado”, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Gobierno de España. Julio 2014.
- [EPRI10] Electric Power Research Institute (EPRI), “Parametric Study of Front-End Nuclear Fuel Cycle Costs Using Reprocessed Uranium”, Informe 1020659, Palo Alto, California, 2010.
- [EURA99] 99/669/CE, Euratom: “Recomendación de la Comisión, de 15 de septiembre de 1999, sobre un sistema de clasificación de residuos radiactivos sólidos”. [SEC(1999) 1302 final]. Diario Oficial de las Comunidades Europeas, Octubre 1999.
- [FORO14] Foro de la Industria Nuclear Española, “Energía 2014”, Madrid, junio 2014.
- [MIT-11] An Interdisciplinary MIT Study, “The Future of the Nuclear Fuel Cycle”, Massachusetts Institute of Technology, 2011.
- [MORA12] Moratilla Soria, B.Y. (coordinadora), V. Cortés Galeano, A. García Aránguez, F. García Peña, B. Navarrete Rubia, L. de Diego Poza, J. Justo Martín, R. Martínez Orío, E. Rodríguez Martín, A. Castilla Oliver, A. García, A. Redondo G^a de Baquedano, C. de Ceballos Cabrillo, N. Prieto Serrano, L. Guzmán Gómez-Sellés, L.E. Herranz Puebla, J.L. Casabianca, J.L. Morente González, J.I. Linares Hurtado, J.L. Ciudad, M.A. Lozano Serrano, A. López Aguayo, J. Rodríguez Morales, F. del Valle Madrigal, “Combustibles Sostenibles del Siglo XXI”. Avances de ingeniería, vol.11, Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI y Universidad Pontificia Comillas, 2012.
- [MOR13a] Moratilla Soria, B.Y. (coordinadora), M. Lozano Leyva, L. Francia González, L.E. Herranz , P. Zuloaga, J.L. Casabianca, J. Castellnou i Barceló, A. Calvo Roy, “Combustible Nuclear”. Biblioteca Comillas Ingeniería, vol. 13., Universidad Pontificia Comillas, 2013.
- [MOR13b] Moratilla, B.Y. y A. Villar Lejarreta, “Influence of the New Spanish Legislation concerning the Management of Nuclear Waste”, Science and Technology of Nuclear Installations, vol. 2013, article ID 316414, 7 pp., October 2013.
- [MORA14] Moratilla, B.Y. y D. Echevarría-López, “Economic Analysis of the Management of the Nuclear Spent Fuel in Spain”, Science and

6. Referencias

- Technology of Nuclear Installations, vol. 2014, article ID 925932, 7 pp., January 2014.
- [NEA-02] Nuclear Energy Agency, “Trends in the Nuclear Fuel Cycle: Economic, Environmental and Social Aspects”, Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), Paris 2002.
- [NEA-06] Nuclear Energy Agency, “Advanced Nuclear Fuel Cycles and Radioactive Waste Management”. Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), May 2006.
- [NEA-09] Nuclear Energy Agency, “Uranium 2009: Resources, Production and Demand”. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency. 2014.
- [NEA-13] Nuclear Energy Agency, “The Economics of the Back End of the Nuclear Fuel Cycle”. October 2013.
- [NEA-14] Nuclear Energy Agency, “Uranium 2014: Resources, Production and Demand”. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency. October 2014.
- [RUIZ14] Ruiz Sánchez, R., B.Y. Moratilla Soria, “Análisis económico de la influencia de la nueva reforma energética española en el coste del tratamiento del combustible nuclear gastado”. Mayo 2014.
- [SECR06] Secretaría de Estado de Energía: “Sexto Plan General de Residuos Radiactivos”, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Gobierno de España. Junio 2006.
- [SEMI11] Seminario organizado por la asociación de ex diputados y ex senadores de las cortes generales, “Energía Nuclear: La gestión del combustible usado”, Congreso de los Diputados. 2011.
- [SHRO09] Shropshire, D.E., K.A. Williams, J.D. Smith, B.W. Dixon, M. Dunzik-Gougar, R.D. Adams, D. Gombert, J. T. Carter, E. Schneider, D. Hebditch, “Advanced Fuel Cycle Cost Basis”, Advanced Fuel Cycle Initiative. Idaho National Laboratory, U.S. Department of Energy National Laboratory, December 2009.

ANEXO A:

GENERACIÓN Y GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

1. Estimación de la generación anual de combustible nuclear.

Se estima que cada central nuclear, con una potencia instalada en torno a 1000MW introduce cada año 20 toneladas de combustible UOX en el reactor, que una vez irradiado es extraído y enfriado a la espera de su gestión posterior.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Almaraz I	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Almaraz II	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Ascó I	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Ascó II	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Cofrentes	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Vandellós II	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Trillo	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
TOTAL ANUAL [Tn]	140																				

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL[Tn] PERIODO [2015-2018]
Almaraz I	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	540
Almaraz II	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	0	580
Ascó I	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	0	580
Ascó II	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	620
Cofrentes	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	600
Vandellós II	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	680
Trillo	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	680
TOTAL ANUAL [Tn]	140	120	120	80	60	40	40	40	4280						

Tabla 28: Generación en [Tn] de combustible UOX durante el periodo de estudio.

2. Costes de gestión en ciclo abierto.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX antiguo [Tn]				142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42
Front-End [M€ ₂₀₁₅]	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5
Back-End [M€ ₂₀₁₅]	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
Back-End [M€ ₂₀₁₅] UOX antiguo				19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€ ₂₀₁₅]	329,5	329,5	329,5	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX antiguo [Tn]	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	4.415,00
Front-End [M€ ₂₀₁₅]	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	310,5	266,2	266,2	177,4	133,1	88,7	88,7	88,7	9.493,38
Back-End [M€ ₂₀₁₅]	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	16,3	16,3	10,8	8,1	5,4	5,4	5,4	580,47
Back-End [M€ ₂₀₁₅] UOX antiguo	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	598,78
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€ ₂₀₁₅]	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	301,8	301,8	207,6	160,5	113,5	113,5	113,5	10672,63

Tabla 29: Costes de gestión en ciclo abierto en [M€₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.

3. Costes de gestión para solución mixta: reprocesado el 25% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROC.[Tn]				70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12
UOX usado para ALMAC.[Tn]	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39
Front-End [M€₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53
Coste de REPROCESAR cerrado [M€₂₀₁₅]				28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€₂₀₁₅]									7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42
Back-End abierto [M€₂₀₁₅]	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48
Back-End [M€₂₀₁₅]	28,48	28,48	28,48	57,39	57,39	57,39	57,39	57,39	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€₂₀₁₅]	339,01	339,01	339,01	367,92	367,92	367,92	367,92	367,92	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROC. [Tn]	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	2173,75
UOX usado para ALMAC. [Tn]	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	187,39	187,39	157,39	142,39	127,39	127,39	127,39	6521,25
Front-End [M€₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	266,17	266,17	177,45	133,08	88,72	88,72	88,72	9.493,38
Coste de REPROCESAR cerrado [M€₂₀₁₅]	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	28,91	896,11
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€₂₀₁₅]	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	192,86
Back-End abierto [M€₂₀₁₅]	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	28,48	24,41	24,41	16,27	12,21	8,14	8,14	8,14	870,71
Back-End [M€₂₀₁₅]	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	64,81	60,74	60,74	52,60	48,53	44,46	44,46	44,46	1.959,68
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€₂₀₁₅]	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	326,91	326,91	230,05	181,62	133,19	133,19	133,19	11.453,06

Tabla 30: Costes de gestión para solución mixta con un reprocesado del 25% del CG en [M€₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.

4. Costes de gestión para solución mixta: reprocesado el 40% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROC.[Tn]				112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19
UOX usado para ALMAC.[Tn]	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91
Front-End [M€ ₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53
Coste de REPROCESAR cerrado [M€ ₂₀₁₅]				46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€ ₂₀₁₅]									11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87
Back-End abierto [M€ ₂₀₁₅]	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96
Back-End [M€ ₂₀₁₅]	21,96	21,96	21,96	68,21	68,21	68,21	68,21	68,21	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€ ₂₀₁₅]	332,49	332,49	332,49	378,74	378,74	378,74	378,74	378,74	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROC.[Tn]	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	3478,00
UOX usado para ALMAC.[Tn]	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	149,91	149,91	125,91	113,91	101,91	101,91	101,91	5217,00
Front-End [M€ ₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	266,17	266,17	177,45	133,08	88,72	88,72	88,72	9.493,38
Coste de REPROCESAR cerrado [M€ ₂₀₁₅]	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	46,25	1.433,78
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€ ₂₀₁₅]	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	308,58
Back-End abierto [M€ ₂₀₁₅]	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	20,33	20,33	17,08	15,45	13,82	13,82	13,82	707,55
Back-End [M€ ₂₀₁₅]	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	80,08	78,45	78,45	75,20	73,57	71,94	71,94	71,94	2.449,91
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€ ₂₀₁₅]	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	344,62	344,62	252,64	206,65	160,66	160,66	160,66	11943,28

Tabla 31: Costes de gestión para solución mixta con un reprocesado del 40% del CG en [M€₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.

5. Costes de gestión para solución mixta: reprocesado el 50% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROC.[Tn]				140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24
UOX usado para ALMAC.[Tn]	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93
Front-End [M€₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53
Coste de REPROCESAR cerrado [M€ ₂₀₁₅]				57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€ ₂₀₁₅]				14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84
Back-End abierto [M€ ₂₀₁₅]	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30
Back-End [M€ ₂₀₁₅]	18,30	18,30	18,30	76,11	76,11	76,11	76,11	76,11	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€ ₂₀₁₅]	328,83	328,83	328,83	386,64	386,64	386,64	386,64	386,64	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROC.[Tn]	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	4347,50
UOX usado para ALMAC.[Tn]	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	124,93	124,93	104,93	94,93	84,93	84,93	84,93	4347,50
Front-End [M€₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	266,17	266,17	177,45	133,08	88,72	88,72	88,72	9.493,38
Coste de REPROCESAR cerrado [M€ ₂₀₁₅]	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	57,81	1.792,22
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€ ₂₀₁₅]	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	14,84	385,73
Back-End abierto [M€ ₂₀₁₅]	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	16,94	16,94	14,23	12,87	11,52	11,52	11,52	589,63
Back-End [M€ ₂₀₁₅]	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	90,95	89,59	89,59	86,88	85,52	84,17	84,17	84,17	2.767,57
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€ ₂₀₁₅]	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	355,76	355,76	264,33	218,61	172,89	172,89	172,89	11.671,32

Tabla 32: Costes de gestión para solución mixta con un reprocesado del 50% del CG en [M€₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.

6. Costes de gestión para solución mixta: reprocesado el 75% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROC.[Tn]				210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36
UOX antiguo a ALMAC.[Tn]	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5
Front-End [M€₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53
Coste de REPROCESAR cerrado [M€₂₀₁₅]				86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€₂₀₁₅]									22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25
Back-End abierto [M€₂₀₁₅]	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15
Back-End [M€₂₀₁₅]	9,15	9,15	9,15	95,87	95,87	95,87	95,87	95,87	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€₂₀₁₅]	319,68	319,68	319,68	406,40	406,40	406,40	406,40	406,40	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	6521,25
UOX antiguo a ALMACENAR [Tn]	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	1103,8
Front-End [M€₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	266,17	266,17	177,45	133,08	88,72	88,72	88,72	9.493,38
Coste de REPROCESAR cerrado [M€₂₀₁₅]	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	86,72	2.688,33
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€₂₀₁₅]	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	22,25	578,59
Back-End abierto [M€₂₀₁₅]	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	8,47	8,47	7,12	6,44	5,76	5,76	5,76	294,81
Back-End [M€₂₀₁₅]	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	118,12	117,45	117,45	116,09	115,41	114,73	114,73	114,73	3.561,74
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€₂₀₁₅]	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	383,61	383,61	293,54	248,50	203,46	203,46	203,46	13055,11

Tabla 33: Costes de gestión para solución mixta con un reprocesado del 75% del CG en [M€₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.

7. Costes de gestión en ciclo cerrado.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48
Front-End [M€₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53
Coste de REPROCESAR cerrado [M€ ₂₀₁₅]				115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€ ₂₀₁₅]									29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67
Back-End [M€₂₀₁₅] UOX				115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€₂₀₁₅]	329,5	329,5	329,5	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCES.[Tn]	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	8695,00
UOX antiguo a ALMACEN.[Tn]																
Front-End [M€₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	310,53	266,17	266,17	177,45	133,08	88,72	88,72	88,72	9.493,38
Coste de REPROCESAR cerrado [M€ ₂₀₁₅]	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	115,63	3.584,44
Coste de ALMACENAR RAA cerrado [M€ ₂₀₁₅]	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	771,46
Back-End [M€₂₀₁₅]	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	145,30	4355,90
Coste de GESTIÓN TOTAL [M€₂₀₁₅]	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	411,47	411,47	322,74	278,38	234,02	234,02	234,02	13.849,27

Tabla 34: Costes de gestión en ciclo cerrado en [M€₂₀₁₅] durante el periodo de estudio.

8. Comparativa en la evolución temporal del coste de gestión.

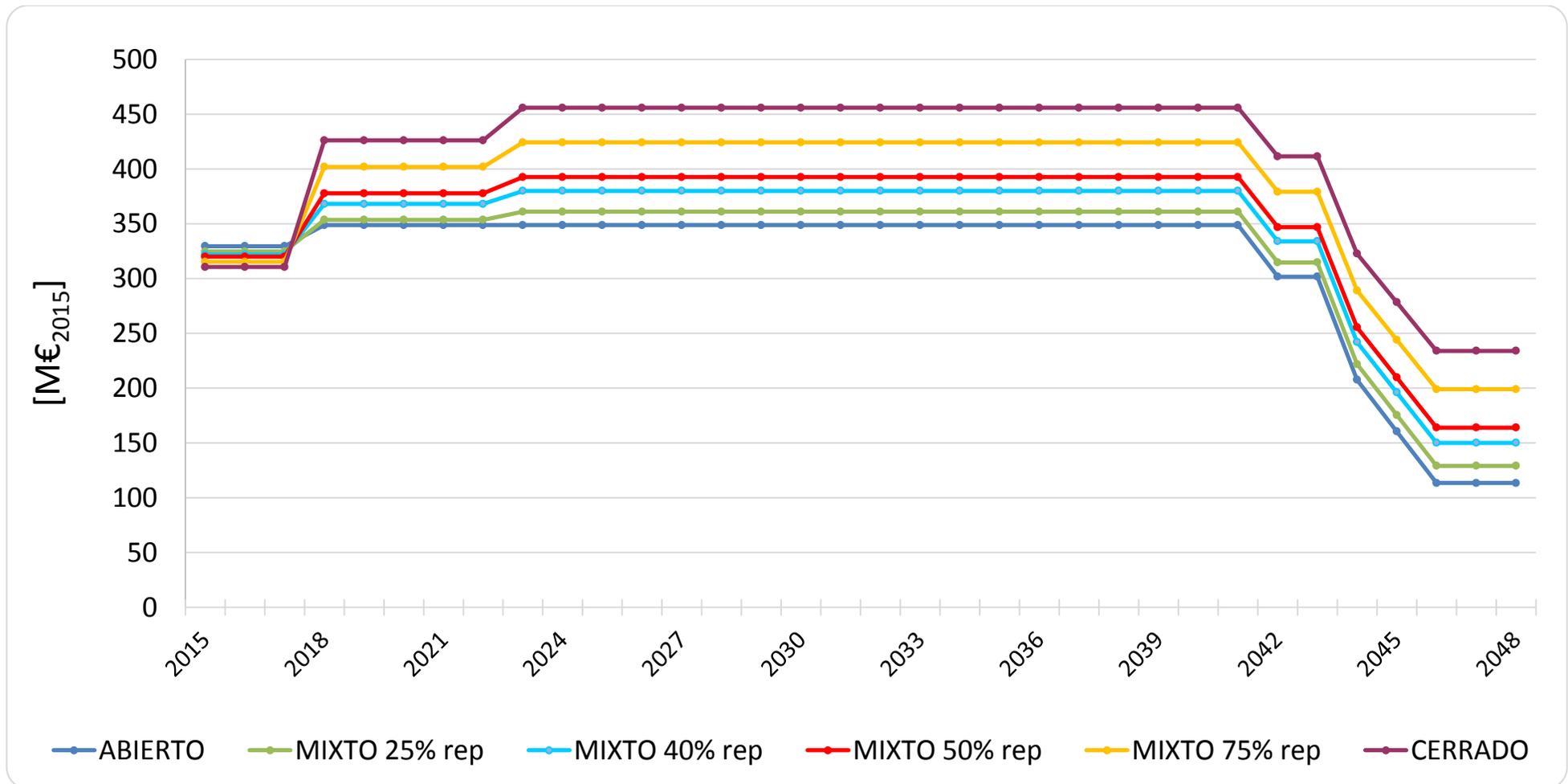


Figura 34: Evolución del coste de gestión del CG para cada alternativa en [M€₂₀₁₅] a lo largo del periodo de estudio.

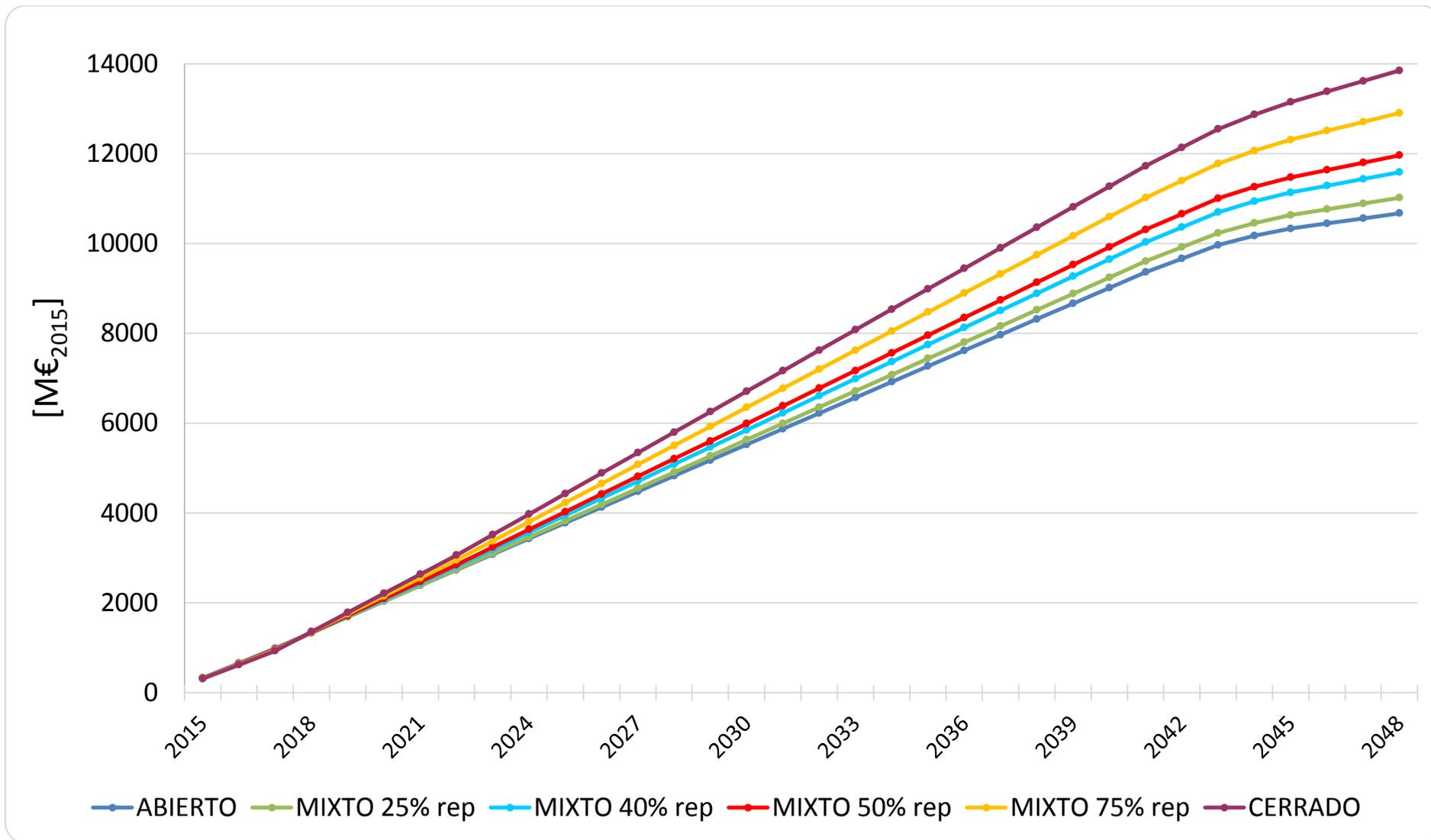


Figura 35: Coste de gestión para cada alternativa de gestión acumulado a lo largo del periodo de estudio.

ANEXO B:

**APLICACIÓN DE LAS
CARGAS FISCALES**

1. Cargas fiscales en ciclo abierto.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX antiguo [Tn]				142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	306,60	317,33	328,44	339,93	351,83	364,14	376,89	390,08	403,73	417,86	432,49	447,63	463,29	479,51	496,29	513,66	531,64	550,25	569,51
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	306,60	299,37	292,31	285,41	278,68	272,11	265,69	259,43	253,31	247,33	241,50	235,80	230,24	224,81	219,51	214,33	209,28	204,34	199,52
Impuesto por ALMACEN. [M€]	9,80	10,14	10,50	20,83	21,22	21,61	22,02	22,44	22,87	23,33	23,79	24,28	24,78	25,30	25,83	26,39	26,96	27,56	28,17
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	9,80	9,57	9,34	17,49	16,80	16,15	15,52	14,92	14,35	13,81	13,29	12,79	12,31	11,86	11,43	11,01	10,61	10,23	9,87
Impuestos TOTALES [M€]	316,40	327,47	338,94	360,77	373,05	385,75	398,91	412,52	426,61	441,19	456,28	471,90	488,07	504,81	522,12	540,05	558,60	577,80	597,68
"actualizados [M€ ₂₀₁₅]	316,4	308,94	301,65	302,91	295,49	288,26	281,21	274,35	267,66	261,14	254,79	248,59	242,56	236,67	230,94	225,34	219,89	214,58	209,39

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX antiguo [Tn]	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	4.415,00
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	589,44	610,07	631,42	653,52	676,39	700,07	724,57	749,93	665,30	688,58	475,12	368,81	254,48	263,39	272,61	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	194,82	190,22	185,74	181,36	177,08	172,90	168,82	164,84	137,96	134,71	87,69	64,21	41,80	40,81	39,85	6.722,40
Impuesto por ALMACEN. [M€]	28,81	29,47	30,15	30,86	31,59	32,35	33,13	33,94	31,23	31,98	25,16	21,76	18,10	18,39	18,68	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	9,52	9,19	8,87	8,56	8,27	7,99	7,72	7,46	6,48	6,26	4,64	3,79	2,97	2,85	2,73	338,46
Impuestos TOTALES [M€]	618,25	639,54	661,57	684,38	707,98	732,41	757,70	783,87	696,53	720,56	500,28	390,57	272,58	281,78	291,29	
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	204,34	199,41	194,61	189,92	185,35	180,89	176,54	172,31	144,44	140,96	92,33	68,00	44,77	43,66	42,58	7.060,86

Tabla 35: Resultados en [M€₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales correspondientes al ciclo abierto durante el periodo de estudio.

2. Cargas fiscales para solución mixta: reprocesado el 25% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	306,60	317,33	328,44	339,93	351,83	364,14	376,89	390,08	403,73	417,86	432,49	447,63	463,29	479,51	496,29	513,66	531,64	550,25
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	306,60	299,37	292,31	285,41	278,68	272,11	265,69	259,43	253,31	247,33	241,50	235,80	230,24	224,81	219,51	214,33	209,28	204,34
UOX usado para almacenar [Tn]	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39
Impuesto por ALMACEN. [M€]	14,17	14,66	15,18	15,71	16,26	16,83	17,42	18,02	18,66	19,31	19,98	20,68	21,41	22,16	22,93	23,74	24,57	25,43
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	14,17	13,83	13,51	13,19	12,88	12,57	12,28	11,99	11,70	11,43	11,16	10,90	10,64	10,39	10,14	9,90	9,67	9,44
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]									16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83
Impuesto por ALMACEN. RAA[M€]									0,66	0,69	0,71	0,74	0,76	0,79	0,82	0,85	0,88	0,91
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]									0,42	0,41	0,40	0,39	0,38	0,37	0,36	0,35	0,34	0,34
Impuestos TOTALES [M€]	320,77	331,99	343,61	355,64	368,09	380,97	394,30	408,11	423,05	437,86	453,19	469,05	485,46	502,46	520,04	538,24	557,08	576,58
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	320,77	313,20	305,82	298,60	291,56	284,68	277,97	271,41	265,43	259,17	253,06	247,09	241,26	235,57	230,01	224,59	219,29	214,12

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	2173,75
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	569,51	589,44	610,07	631,42	653,52	676,39	700,07	724,57	749,93	665,30	688,58	475,12	368,81	254,48	263,39	272,61	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	199,52	194,82	190,22	185,74	181,36	177,08	172,90	168,82	164,84	137,96	134,71	87,69	64,21	41,80	40,81	39,85	6.722,40
UOX usado para almacenar [Tn]	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	187,39	187,39	157,39	142,39	127,39	127,39	127,39	6521,25
Impuesto por ALMACEN. [M€]	24,57	25,43	26,32	27,24	28,19	29,18	30,20	31,25	32,35	33,48	34,65	33,21	34,37	29,88	27,98	25,90	26,81
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	9,67	9,44	9,22	9,00	8,79	8,58	8,38	8,18	7,99	7,80	7,62	6,89	6,72	5,51	4,87	4,26	4,15
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]	16,83	16,83	16,823	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	437,55
Impuesto por ALMACEN. RAA [M€]	0,94	0,97	1,00	1,04	1,08	1,11	1,15	1,19	1,23	1,28	1,32	1,37	1,42	1,47	1,52	1,57	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	0,33	0,32	0,31	0,31	0,30	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	0,26	0,25	0,25	0,24	0,24	0,23	8,18
Impuestos TOTALES [M€]	557,08	576,58	596,76	617,65	639,26	661,64	684,80	708,76	733,57	759,24	785,82	699,78	724,27	506,37	398,21	281,85	291,72
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	219,29	214,12	209,07	204,14	199,33	194,62	190,03	185,55	181,18	176,90	172,73	145,11	141,69	93,45	69,33	46,30	45,20

Tabla 36: Resultados en [M€₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales para solución mixta con un reprocesado del 25% del CG durante el periodo de estudio.

3. Cargas fiscales para solución mixta: reprocesado el 40% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	306,60	317,33	328,44	339,93	351,83	364,14	376,89	390,08	403,73	417,86	432,49	447,63	463,29	479,51	496,29	513,66	531,64	550,25
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	306,60	299,37	292,31	285,41	278,68	272,11	265,69	259,43	253,31	247,33	241,50	235,80	230,24	224,81	219,51	214,33	209,28	204,34
UOX usado para almacenar [Tn]	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91
Impuesto por ALMACEN. [M€]	11,33	11,73	12,14	12,57	13,01	13,46	13,93	14,42	14,92	15,45	15,99	16,55	17,13	17,73	18,35	18,99	19,65	20,34
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	11,33	11,07	10,81	10,55	10,30	10,06	9,82	9,59	9,36	9,14	8,93	8,72	8,51	8,31	8,11	7,92	7,74	7,55
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]									26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93
Impuesto por ALMACEN. RAA[M€]									1,06	1,10	1,14	1,18	1,22	1,26	1,31	1,35	1,40	1,45
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]									0,67	0,65	0,64	0,62	0,61	0,59	0,58	0,56	0,55	0,54
Impuestos TOTALES [M€]	317,93	329,06	340,58	352,50	364,84	377,61	390,82	404,50	419,72	434,41	449,62	465,35	481,64	498,50	515,95	534,00	552,69	572,04
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	317,93	310,44	303,11	295,96	288,98	282,17	275,51	269,02	263,34	257,13	251,06	245,14	239,36	233,72	228,20	222,82	217,57	212,43

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	3478,00
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	569,51	589,44	610,07	631,42	653,52	676,39	700,07	724,57	749,93	665,30	688,58	475,12	368,81	254,48	263,39	272,61	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	199,52	194,82	190,22	185,74	181,36	177,08	172,90	168,82	164,84	137,96	134,71	87,69	64,21	41,80	40,81	39,85	6.722,40
UOX usado para almacenar [Tn]	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	149,91	149,91	125,91	113,91	101,91	101,91	101,91	5217,00
Impuesto por ALMACEN. [M€]	21,05	21,79	22,55	23,34	24,16	25,00	25,88	26,78	27,72	26,57	27,50	23,90	22,38	20,72	21,45	22,20	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	7,38	7,20	7,03	6,87	6,70	6,55	6,39	6,24	6,09	5,51	5,38	4,41	3,90	3,40	3,32	3,25	257,45
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	26,93	700,09
Impuesto por ALMACEN. RAA [M€]	1,50	1,55	1,61	1,66	1,72	1,78	1,84	1,91	1,98	2,04	2,12	2,19	2,27	2,35	2,43	2,51	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	0,53	0,51	0,50	0,49	0,48	0,47	0,46	0,44	0,43	0,42	0,41	0,40	0,39	0,39	0,38	0,37	13,08
Impuestos TOTALES [M€]	592,06	612,78	634,23	656,43	679,40	703,18	727,79	753,26	779,63	693,91	718,19	501,21	393,46	277,55	287,27	297,32	
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	207,42	202,53	197,76	193,09	188,54	184,09	179,75	175,51	171,37	143,89	140,50	92,50	68,51	45,59	44,51	43,46	6.992,93

Tabla 37: Resultados en [M€₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales para solución mixta con un reprocesado del 40% del CG durante el periodo de estudio.

4. Cargas fiscales para solución mixta: reprocesado el 50% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	306,60	317,33	328,44	339,93	351,83	364,14	376,89	390,08	403,73	417,86	432,49	447,63	463,29	479,51	496,29	513,66	531,64	550,25
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	306,60	299,37	292,31	285,41	278,68	272,11	265,69	259,43	253,31	247,33	241,50	235,80	230,24	224,81	219,51	214,33	209,28	204,34
UOX usado para almacenar [Tn]	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93
Impuesto por ALMACEN. [M€]	9,44	9,78	10,12	10,47	10,84	11,22	11,61	12,02	12,44	12,87	13,32	13,79	14,27	14,77	15,29	15,82	16,38	16,95
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	9,44	9,22	9,00	8,79	8,58	8,38	8,18	7,99	7,80	7,62	7,44	7,26	7,09	6,93	6,76	6,60	6,45	6,29
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]									33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66
Impuesto por ALMACEN. RAA [M€]									1,33	1,38	1,42	1,47	1,53	1,58	1,63	1,69	1,75	1,81
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]									0,83	0,81	0,80	0,78	0,76	0,74	0,72	0,71	0,69	0,67
Impuestos TOTALES [M€]	316,04	327,11	338,56	350,40	362,67	375,36	388,50	402,10	417,50	432,11	447,24	462,89	479,09	495,86	513,21	531,18	549,77	569,01
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	316,04	308,59	301,31	294,21	287,27	280,49	273,88	267,42	261,94	255,77	249,73	243,84	238,09	232,48	227,00	221,64	216,41	211,31

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	4347,50
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	569,51	589,44	610,07	631,42	653,52	676,39	700,07	724,57	749,93	665,30	688,58	475,12	368,81	254,48	263,39	272,61	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	199,52	194,82	190,22	185,74	181,36	177,08	172,90	168,82	164,84	137,96	134,71	87,69	64,21	41,80	40,81	39,85	6.722,40
UOX usado para almacenar [Tn]	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	124,93	124,93	104,93	94,93	84,93	84,93	84,93	4347,50
Impuesto por ALMACEN. [M€]	17,54	18,16	18,79	19,45	20,13	20,84	21,57	22,32	23,10	22,14	22,91	19,92	18,65	17,27	17,87	18,50	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	6,15	6,00	5,86	5,72	5,59	5,45	5,33	5,20	5,08	4,59	4,48	3,68	3,25	2,84	2,77	2,70	214,54
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	33,66	875,11
Impuesto por ALMACEN. RAA [M€]	1,88	1,94	2,01	2,08	2,15	2,23	2,31	2,39	2,47	2,56	2,65	2,74	2,83	2,93	3,04	3,14	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	0,66	0,64	0,63	0,61	0,60	0,58	0,57	0,56	0,54	0,53	0,52	0,51	0,49	0,48	0,47	0,46	16,35
Impuestos TOTALES [M€]	588,93	609,54	630,87	652,95	675,81	699,46	723,94	749,28	775,50	689,99	714,14	497,78	390,30	274,68	284,30	294,25	
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	206,33	201,46	196,71	192,07	187,54	183,12	178,80	174,58	170,46	143,08	139,71	91,87	67,95	45,12	44,05	43,02	6.953,30

Tabla 38: Resultados en [M€₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales para solución mixta con un reprocesado del 50% del CG durante el periodo de estudio.

5. Cargas fiscales para solución mixta: reprocesado el 75% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	306,60	317,33	328,44	339,93	351,83	364,14	376,89	390,08	403,73	417,86	432,49	447,63	463,29	479,51	496,29	513,66	531,64	550,25
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	306,60	299,37	292,31	285,41	278,68	272,11	265,69	259,43	253,31	247,33	241,50	235,80	230,24	224,81	219,51	214,33	209,28	204,34
UOX usado para almacenar [Tn]	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46
Impuesto por ALMACEN. [M€]	4,72	4,89	5,06	5,24	5,42	5,61	5,81	6,01	6,22	6,44	6,66	6,89	7,14	7,39	7,64	7,91	8,19	8,48
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	4,72	4,61	4,50	4,40	4,29	4,19	4,09	4,00	3,90	3,81	3,72	3,63	3,55	3,46	3,38	3,30	3,22	3,15
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]									50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49
Impuesto por ALMACEN. RAA[M€]									1,99	2,06	2,14	2,21	2,29	2,37	2,45	2,54	2,63	2,72
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]									1,25	1,22	1,19	1,16	1,14	1,11	1,08	1,06	1,03	1,01
Impuestos TOTALES [M€]	311,32	322,22	333,50	345,17	357,25	369,75	382,69	396,09	411,95	426,36	441,29	456,73	472,72	489,26	506,39	524,11	542,46	561,44
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	311,32	303,98	296,81	289,81	282,98	276,30	269,78	263,42	258,46	252,36	246,41	240,60	234,93	229,39	223,98	218,69	213,54	208,50

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	6521,25
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	569,51	589,44	610,07	631,42	653,52	676,39	700,07	724,57	749,93	665,30	688,58	475,12	368,81	254,48	263,39	272,61	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	199,52	194,82	190,22	185,74	181,36	177,08	172,90	168,82	164,84	137,96	134,71	87,69	64,21	41,80	40,81	39,85	6.722,40
UOX usado para almacenar [Tn]	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46	62,46	62,46	52,46	47,46	42,46	42,46	42,46	2173,75
Impuesto por ALMACEN. [M€]	8,77	9,08	9,40	9,73	10,07	10,42	10,78	11,16	11,55	11,07	11,46	9,96	9,33	8,63	8,94	9,25	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	3,07	3,00	2,93	2,86	2,79	2,73	2,66	2,60	2,54	2,30	2,24	1,84	1,62	1,42	1,38	1,35	107,27
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	1312,66
Impuesto por ALMACEN. RAA [M€]	2,81	2,91	3,01	3,12	3,23	3,34	3,46	3,58	3,70	3,83	3,97	4,11	4,25	4,40	4,55	4,71	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	0,99	0,96	0,94	0,92	0,90	0,87	0,85	0,83	0,81	0,80	0,78	0,76	0,74	0,72	0,71	0,69	24,53
Impuestos TOTALES [M€]	581,09	601,43	622,48	644,27	666,82	690,15	714,31	739,31	765,19	680,20	704,01	489,19	382,39	267,52	276,88	286,57	
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	203,58	198,78	194,09	189,51	185,04	180,68	176,42	172,26	168,20	141,05	137,72	90,28	66,58	43,94	42,90	41,89	6.854,20

Tabla 39: Resultados en [M€₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales para solución mixta con un reprocesado del 75% del CG durante el periodo de estudio.

6. Cargas fiscales en ciclo cerrado.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENER. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	306,60	317,33	328,44	339,93	351,83	364,14	376,89	390,08	403,73	417,86	432,49	447,63	463,29	479,51	496,29	513,66	531,64	550,25
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	306,60	299,37	292,31	285,41	278,68	272,11	265,69	259,43	253,31	247,33	241,50	235,80	230,24	224,81	219,51	214,33	209,28	204,34
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]									67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32
Impuesto por ALMACEN. RAA [M€]									2,66	2,75	2,85	2,95	3,05	3,16	3,27	3,38	3,50	3,62
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]									1,67	1,63	1,59	1,55	1,52	1,48	1,45	1,41	1,38	1,35
Impuestos TOTALES [M€]	306,60	317,33	328,44	339,93	351,83	364,14	376,89	390,08	406,39	420,62	435,34	450,58	466,35	482,67	499,56	517,05	535,14	553,87
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	306,6	299,37	292,31	285,41	278,68	272,11	265,69	259,43	254,98	248,96	243,09	237,36	231,76	226,29	220,96	215,74	210,66	205,69

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENER. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,4839
Impuesto por PRODUCCIÓN [M€]	569,51	589,44	610,07	631,42	653,52	676,39	700,07	724,57	749,93	665,30	688,58	475,12	368,81	254,48	263,39	272,61	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	199,52	194,82	190,22	185,74	181,36	177,08	172,90	168,82	164,84	137,96	134,71	87,69	64,21	41,80	40,81	39,85	6.722,40
RAA obtenidos tras el reprocesado [m ³]	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	67,32	1.750,22
Impuesto por ALMACEN. RAA [M€]	3,75	3,88	4,02	4,16	4,30	4,46	4,61	4,77	4,94	5,11	5,29	5,48	5,67	5,87	6,07	6,28	
" actualizado [M€ ₂₀₁₅]	1,31	1,28	1,25	1,22	1,19	1,17	1,14	1,11	1,09	1,06	1,04	1,01	0,99	0,96	0,94	0,92	32,71
Impuestos TOTALES [M€]	573,26	593,32	614,09	635,58	657,83	680,85	704,68	729,34	754,87	670,41	693,87	480,60	374,48	260,35	269,46	278,89	
" actualizados [M€ ₂₀₁₅]	200,84	196,10	191,48	186,96	182,55	178,24	174,04	169,94	165,93	139,02	135,74	88,70	65,20	42,76	41,75	40,78	6.755,11

Tabla 40: Resultados en [M€₂₀₁₅] de aplicar las cargas fiscales en ciclo cerrado durante el periodo de estudio.

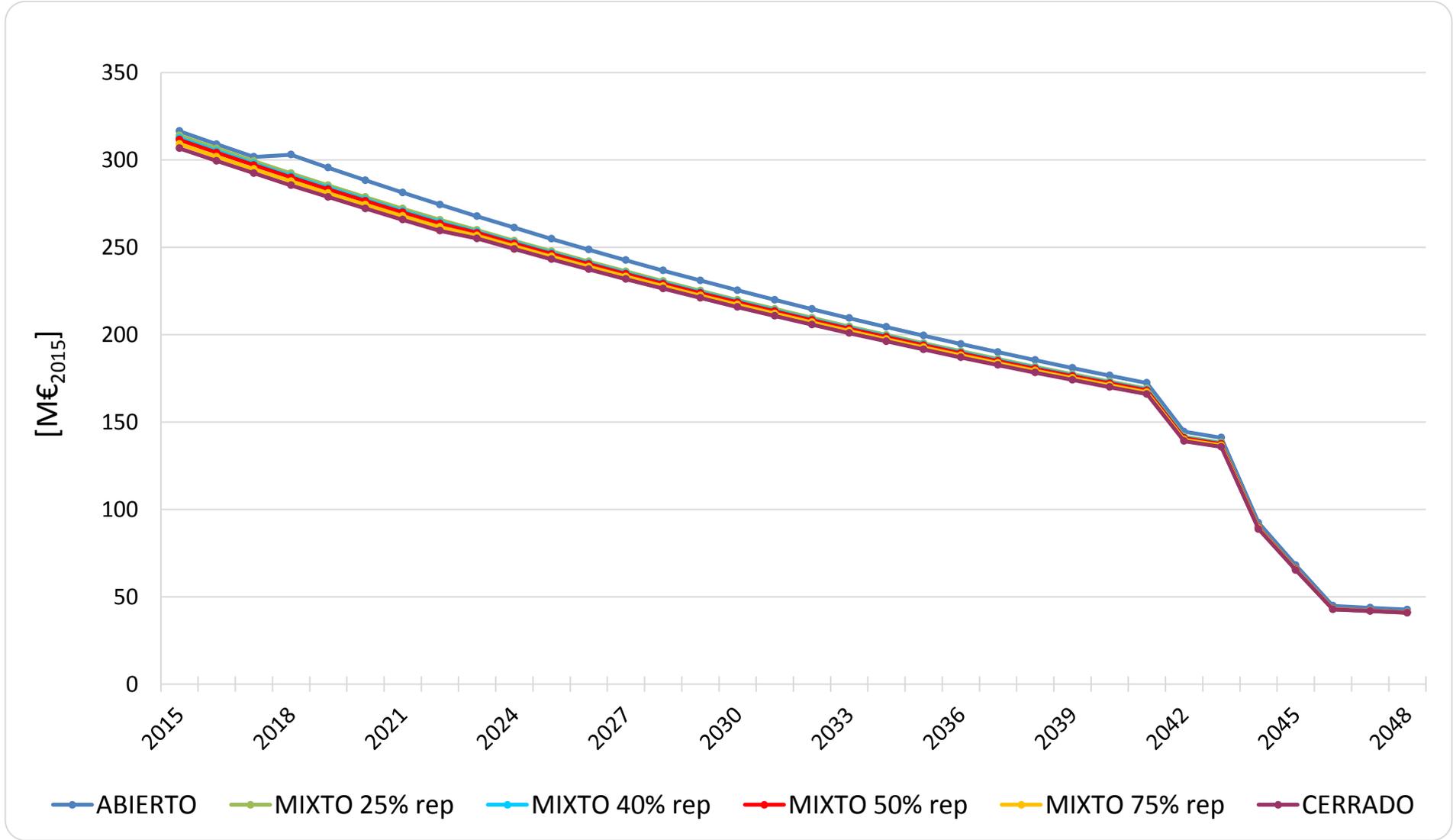


Figura 36: Evolución temporal de la aplicación de las cargas fiscales en [M€₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión.

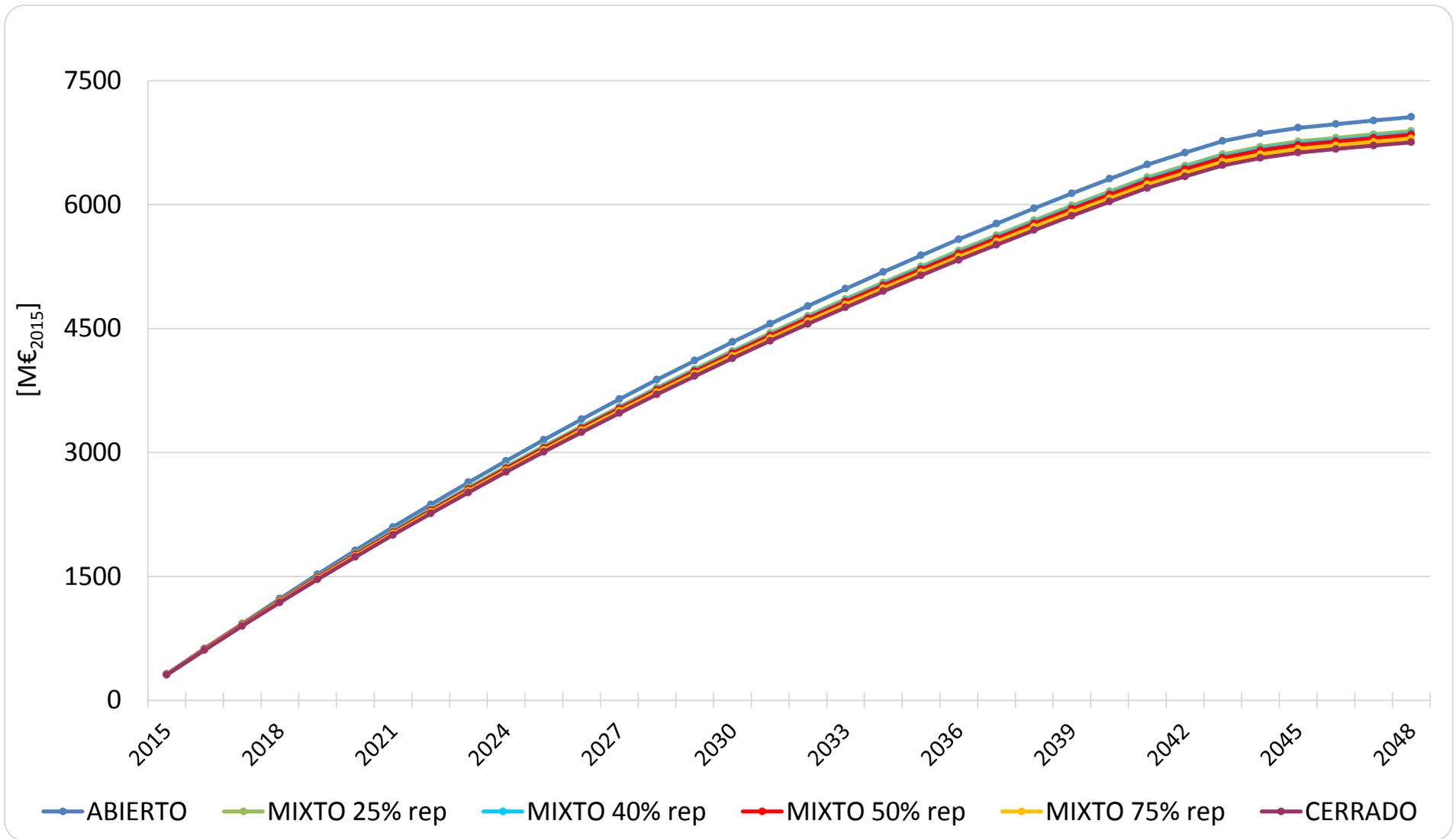


Figura 37: Coste acumulado de la aplicación de las cargas fiscales en [M€₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión.

ANEXO C:

COSTES TOTALES

1. Costes totales en ciclo abierto.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX antiguo [Tn]				142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	19,0	19,0	19,0	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	316,4	308,9	301,7	302,9	295,5	288,3	281,2	274,3	267,7	261,1	254,8	248,6	242,6	236,7	230,9	225,3	219,9	214,6
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	645,9	638,5	631,2	651,7	644,3	637,1	630,0	623,2	616,5	610,0	603,6	597,4	591,4	585,5	579,8	574,2	568,7	563,4

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX antiguo [Tn]	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	142,42	4415,00
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	38,3	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	348,8	301,8	301,8	207,6	160,5	113,5	113,5	113,5	10.672,63
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	209,4	204,3	199,4	194,6	189,9	185,3	180,9	176,5	172,3	144,4	141,0	92,3	68,0	44,8	43,7	42,6	7.060,86
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	558,2	553,2	548,2	543,4	538,8	534,2	529,7	525,4	521,1	446,2	442,7	299,9	228,5	158,2	157,1	156,0	17.733,49

Tabla 41: Costes totales en [M€₂₀₁₅] en ciclo abierto durante el periodo de estudio.

2. Costes totales para solución mixta: reprocesado el 25% del combustible gastado.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12
UOX usado para ALMACENAR [Tn]	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	339,01	339,01	339,01	367,92	367,92	367,92	367,92	367,92	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	320,77	313,20	305,82	298,60	291,56	284,68	277,97	271,41	265,43	259,17	253,06	247,09	241,26	235,57	230,01	224,59	219,29	214,12
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	659,78	652,21	644,83	666,52	659,48	652,60	645,89	639,33	640,77	634,51	628,39	622,43	616,60	610,91	605,35	599,93	594,63	589,46

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	70,12	2173,75
UOX usado para ALMACENAR [Tn]	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	202,39	187,39	187,39	157,39	142,39	127,39	127,39	127,39	6521,25
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	375,34	326,91	326,91	230,05	181,62	133,19	133,19	133,19	11.453,06
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	209,07	204,14	199,33	194,62	190,03	185,55	181,18	176,90	172,73	145,11	141,69	93,45	69,33	46,30	45,20	44,14	7.052,39
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	584,41	579,48	574,66	569,96	565,37	560,89	556,51	552,24	548,07	472,02	468,60	323,50	250,95	179,48	178,39	177,32	18.505,44

Tabla 42: Costes totales en [M€₂₀₁₅] para solución mixta con un reprocesado del 25% del CG durante el periodo de estudio.

3. Costes totales para solución mixta: reprocesado el 40% del combustible gastado.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19
UOX usado para ALMACENAR [Tn]	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	332,49	332,49	332,49	378,74	378,74	378,74	378,74	378,74	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	317,93	310,44	303,11	295,96	288,98	282,17	275,51	269,02	263,34	257,13	251,06	245,14	239,36	233,72	228,20	222,82	217,57	212,43
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	650,42	642,93	635,60	674,71	667,73	660,91	654,25	647,76	653,95	647,74	641,67	635,75	629,97	624,32	618,81	613,43	608,18	603,04

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	112,19	3478,00
UOX usado para ALMACENAR [Tn]	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	161,91	149,91	149,91	125,91	113,91	101,91	101,91	101,91	5217,00
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	390,61	344,62	344,62	252,64	206,65	160,66	160,66	160,66	11.943,28
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	207,42	202,53	197,76	193,09	188,54	184,09	179,75	175,51	171,37	143,89	140,50	92,50	68,51	45,59	44,51	43,46	6.992,93
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	598,03	593,14	588,36	583,70	579,15	574,70	570,36	566,12	561,98	488,51	485,12	345,14	275,16	206,25	205,18	204,13	18.936,22

Tabla 43: Costes totales en [M€₂₀₁₅] para solución mixta con un reprocesado del 40% del CG durante el periodo de estudio.

4. Costes totales para solución mixta: reprocesado el 50% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24
UOX usado para ALMACENAR [Tn]	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	328,83	328,83	328,83	386,64	386,64	386,64	386,64	386,64	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	316,04	308,59	301,31	294,21	287,27	280,49	273,88	267,42	261,94	255,77	249,73	243,84	238,09	232,48	227,00	221,64	216,41	211,31
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	644,88	637,42	630,14	680,85	673,91	667,14	660,52	654,06	663,42	657,25	651,21	645,32	639,57	633,96	628,47	623,12	617,89	612,79

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	140,24	4347,50
UOX usado para ALMACENAR [Tn]	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	134,93	124,93	124,93	104,93	94,93	84,93	84,93	84,93	4347,50
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	401,48	355,76	355,76	264,33	218,61	172,89	172,89	172,89	11671,32
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	206,33	201,46	196,71	192,07	187,54	183,12	178,80	174,58	170,46	143,08	139,71	91,87	67,95	45,12	44,05	43,02	6.953,30
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	607,81	602,94	598,19	593,55	589,02	584,60	580,28	576,06	571,94	498,84	495,47	356,19	286,56	218,01	216,94	215,91	19.214,25

Tabla 44: Costes totales en [M€₂₀₁₅] para solución mixta con un reprocesado del 50% del CG durante el periodo de estudio.

5. Costes totales para solución mixta: reprocesado el 75% del CG.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	319,68	319,68	319,68	406,40	406,40	406,40	406,40	406,40	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	311,32	303,98	296,81	289,81	282,98	276,30	269,78	263,42	258,46	252,36	246,41	240,60	234,93	229,39	223,98	218,69	213,54	208,50
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	631,00	623,66	616,49	696,21	689,38	682,70	676,19	669,82	687,11	681,02	675,07	669,26	663,58	658,04	652,63	647,35	642,19	637,15

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GEN. [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	210,36	6521,25
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	428,65	383,61	383,61	293,54	248,50	203,46	203,46	203,46	13.055,11
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	203,58	198,78	194,09	189,51	185,04	180,68	176,42	172,26	168,20	141,05	137,72	90,28	66,58	43,94	42,90	41,89	6.854,20
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	632,24	627,43	622,75	618,17	613,70	609,34	605,07	600,91	596,85	524,67	521,34	383,82	315,07	247,40	246,36	245,35	19.909,31

Tabla 45: Costes totales en [M€₂₀₁₅] para solución mixta con un reprocesado del 75% del CG durante el periodo de estudio.

6. Costes totales en ciclo cerrado.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]				280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	310,53	310,53	310,53	426,16	426,16	426,16	426,16	426,16	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	306,60	299,37	292,31	285,41	278,68	272,11	265,69	259,43	254,98	248,96	243,09	237,36	231,76	226,29	220,96	215,74	210,66	205,69
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	617,13	609,90	602,84	711,57	704,84	698,27	691,85	685,58	710,81	704,79	698,92	693,19	687,59	682,12	676,79	671,57	666,49	661,52

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL PERIODO
UOX nuevo GENERADO [Tn]	140	140	140	140	140	140	140	140	140	120	120	80	60	40	40	40	4280
UOX enviado a REPROCESAR [Tn]	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	280,48	8695,00
Costes de GESTIÓN [M€ ₂₀₁₅]	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	455,83	411,47	411,47	322,74	278,38	234,02	234,02	234,02	13.849,27
CARGAS FISCALES [M€ ₂₀₁₅]	200,84	196,10	191,48	186,96	182,55	178,24	174,04	169,94	165,93	139,02	135,74	88,70	65,20	42,76	41,75	40,77	6.755,11
Costes TOTALES [M€ ₂₀₁₅]	656,67	651,93	647,30	642,79	638,38	634,07	629,87	625,77	621,76	550,49	547,21	411,44	343,58	276,79	275,78	274,79	20.604,38

Tabla 46: Costes totales en [M€₂₀₁₅] en ciclo cerrado durante el periodo de estudio.

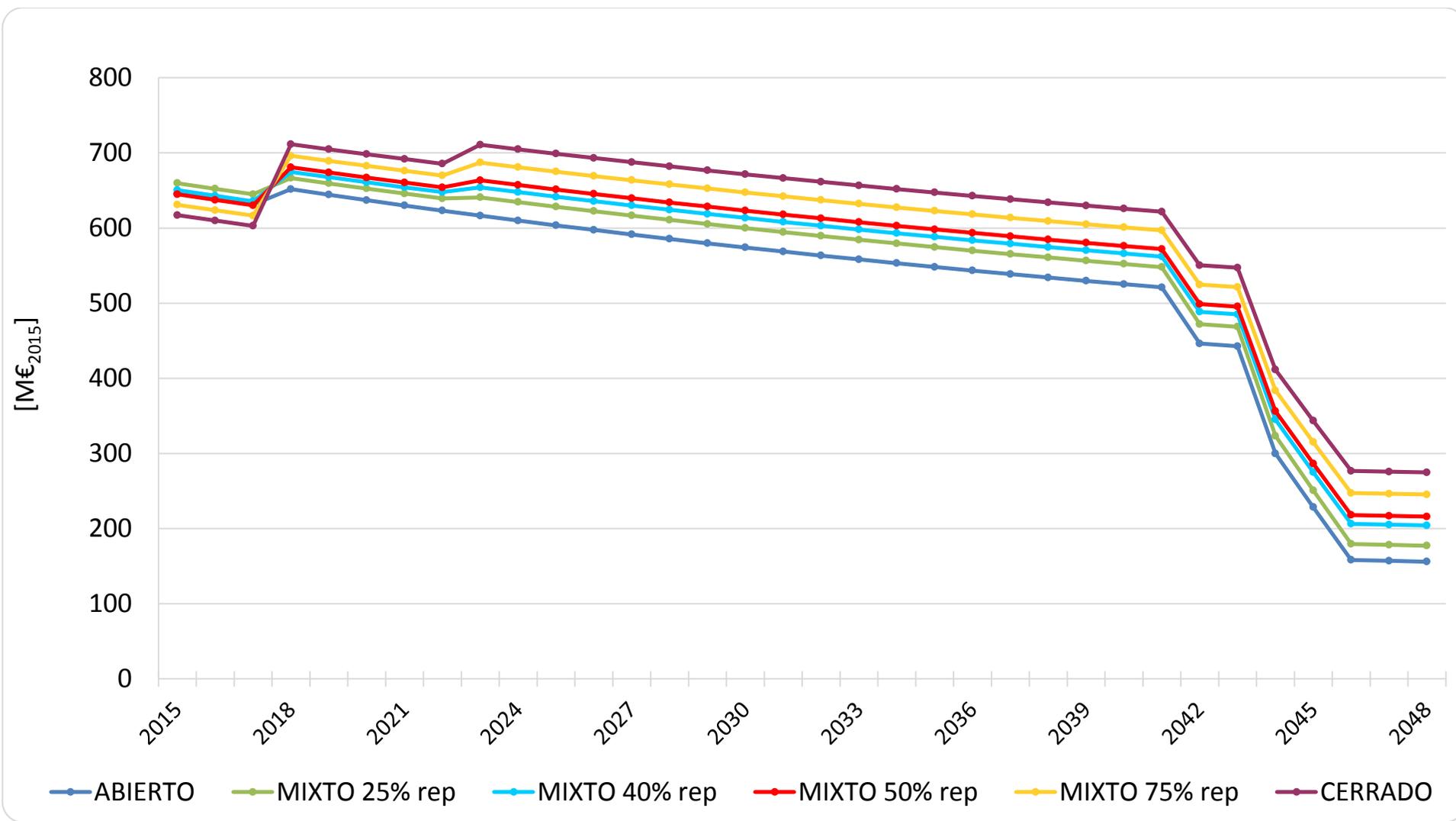


Figura 38: Evolución temporal del coste total en [M€₂₀₁₅] para cada alternativa de estudio.

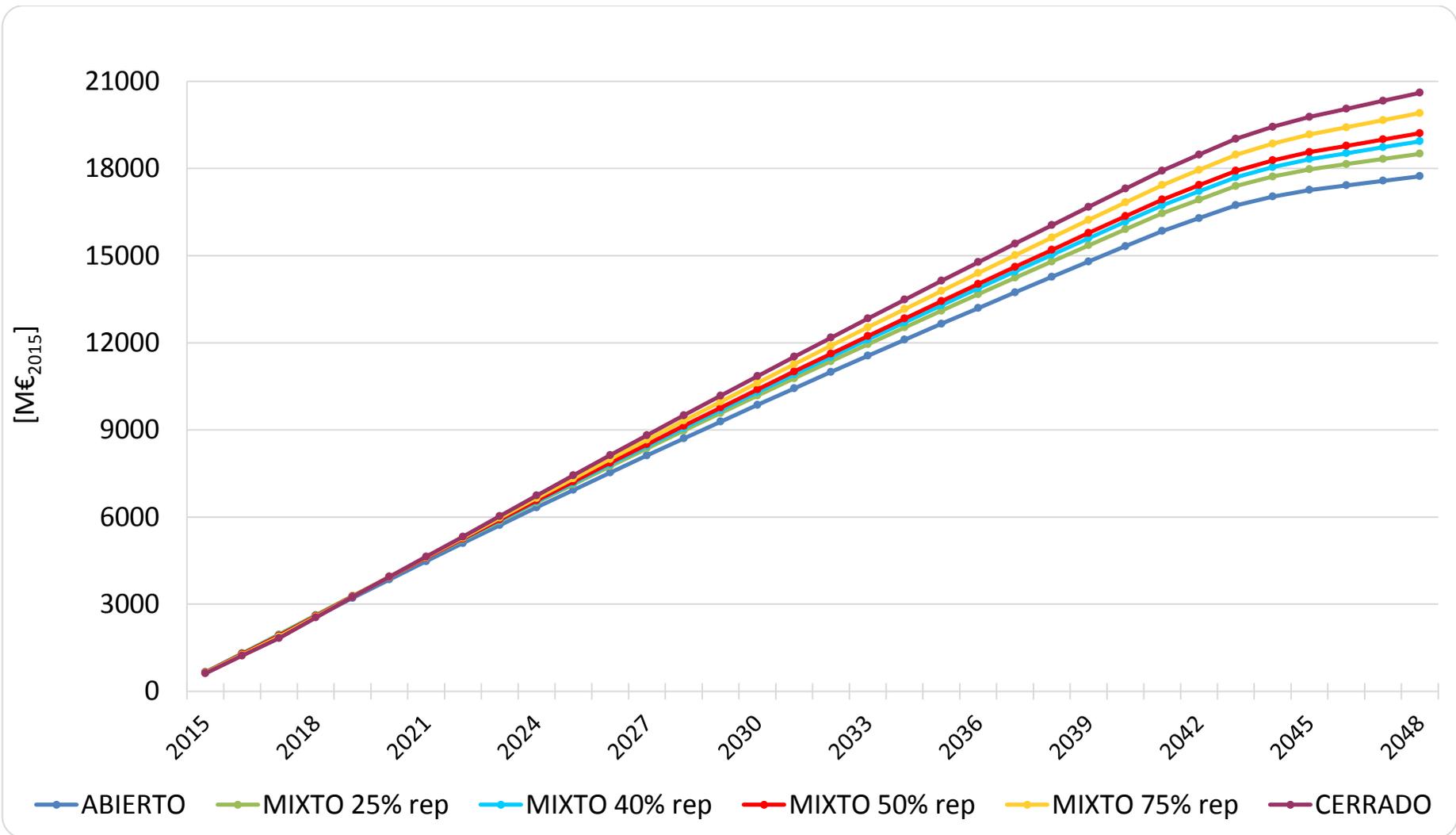


Figura 39: Coste total acumulado en [M€₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión a lo largo del periodo de estudio.

ANEXO D:

ANÁLISIS DEL COSTE TOTAL EN FUNCIÓN DEL COSTE DE REPROCESADO

1. Extrapolación lineal de los costes totales de cada estrategia al de ciclo abierto.

En la Tabla 47 se muestra la obtención del coste unitario de reprocesado mediante extrapolación lineal de los costes totales de cada estrategia al de ciclo abierto.

Coste unitario de reprocesado [€ ₂₀₁₅ /kgHM]	Coste total en [M€ ₂₀₁₅] para el coste de reprocesado según cada alternativa de gestión					
	Ciclo abierto	Soluciones mixtas				Ciclo cerrado
		Reprocesado 25% CG	Reprocesado 40% CG	Reprocesado 50% CG	Reprocesado 75% CG	
63,703		17.733,49				
83,492			17.733,49			
94,561				17.733,49		
109,320					17.733,49	
117,119						17.733,49
300	17.733,49	17.975,30	18.087,99	18.153,96	18.318,88	18.485,68
500	17.733,49	18.179,97	18.415,46	18.563,29	18.932,88	19.304,36
700	17.733,49	18.384,64	18.742,92	18.972,63	19.546,89	20.123,03
818,052	17.733,49	18.505,44	18.936,22	19.214,25	19.909,31	20.604,38
900	17.733,49	18.589,31	19.070,39	19.381,97	20.160,90	20.941,70
1100	17.733,49	18.793,97	19.397,86	19.791,30	20.774,90	21.760,38
1300	17.733,49	18.998,64	19.725,33	20.200,64	21.388,91	22.579,05

Tabla 47: Coste total en [M€₂₀₁₅] para cada alternativa de gestión para los valores extrapolados y diversos costes de reprocesado en [€₂₀₁₅/kgHM].

2. Variación porcentual del coste total según el coste de reprocesado.

A continuación se recoge en la Tabla 48 la variación porcentual del coste total de cada estrategia respecto al de ciclo abierto según ciertos costes unitarios de reprocesado establecidos en la sección 4.5:

Coste unitario de reprocesado [€ ₂₀₁₅ /kgHM]	Ciclo abierto	Soluciones mixtas				Ciclo cerrado
		Reprocesado 25% CG	Reprocesado 40% CG	Reprocesado 50% CG	Reprocesado 75% CG	
300	0,00%	1,36%	2,00%	2,37%	3,30%	4,23%
500	0,00%	2,52%	3,85%	4,68%	6,76%	8,86%
700	0,00%	3,67%	5,69%	6,99%	10,23%	13,46%
818,052	0,00%	4,35%	6,78%	8,35%	12,27%	16,19%
900	0,00%	4,83%	7,54%	9,30%	13,69%	18,08%
1100	0,00%	5,98%	9,39%	11,60%	17,15%	22,70%
1300	0,00%	7,13%	11,23%	13,91%	20,61%	27,31%

Tabla 48: Variación porcentual del coste total de cada alternativa respecto al de ciclo abierto según diversos costes unitarios de reprocesado en [€₂₀₁₅/kgHM].