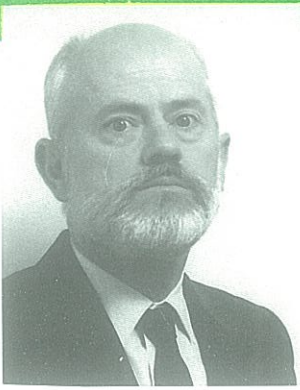




Miguel BIELZA DIAZ-CANEJA es Doctor Ingeniero de Minas por la ETSIM de Madrid. Desde 1963 a 1971 desarrolló su trabajo en AUXINI Electricidad, empresa que pasó posteriormente a ser AUXIESA, en la construcción y puesta en marcha de las centrales térmicas de Cádiz, Compostilla II, Almería II y III, Algeciras I y la ampliación de Celulosas de Huelva. Desde 1971 a 1975 trabajó en Iberduero como Jefe Mecánico de los proyectos de la central térmica de Santurce II y la nuclear de Lemóniz. A partir de esa fecha, y hasta 1985, desempeñó su actividad en ENDESA, en los proyectos de las centrales nucleares de Escatrón y Trillo, así como en los trabajos dependientes del Consejero Delegado. Actualmente, y desde 1985, es el Jefe de Desarrollo Técnico y Control Económico de la Subdirección Nuclear de ENDESA. Es Tesorero de la Sociedad Nuclear Española desde enero de 1988.



Jesús GOMEZ SANTAMARIA es Licenciado en Ciencias Físicas por la Universidad Complutense de Madrid y Master Science Nuclear Engineering por la Universidad de Carnegie. Trabaja en Iberduero en el Departamento de Proyectos de Centrales Térmicas y Nucleares desde 1976 a 1982. Ha colaborado con la División de Teoría y Cálculo de Reactores de la JEN en el desarrollo, verificación y validación de programas de cálculo para análisis de núcleos PWR. Desde 1983 a 1986 ha sido Jefe del Proyecto Modelos Avanzados de Simulación, en Tecnatom. Desde 1986 a 1989 ha tenido la responsabilidad de la evaluación de las Pruebas Nucleares de la Central de Trillo. Ha realizado numerosas publicaciones en revistas especializadas nacionales y extranjeras.

TENDENCIAS EN LA GESTION DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

M. BIELZA - J. GOMEZ - D. MOLINA



Diego MOLINA ORERO es Licenciado en Ciencias Físicas por la Universidad de Granada (1979). Inició su actividad profesional en el Instituto Tecnológico para Posgraduados (ITP) donde participó en distintos proyectos dentro del campo de la Física de Reactores y Planificación Energética. Desde 1983 trabaja en Hidroeléctrica Española en aspectos relacionados con el Diseño Nuclear y la Gestión de Combustible de C. N. Cofrentes, dentro del Departamento de Ingeniería y Análisis Nucleares. Es miembro de la Sociedad Nuclear Española desde 1981.

Nota de los autores: Nuestro agradecimiento a F. Jáuregui, sin cuya participación en los trabajos de OPEN no hubiera sido posible la elaboración de este artículo.

OPEN

OPEN (Organización de Productores de Energía Nuclear) agrupa la mayor parte de las empresas eléctricas con capacidad de producción nuclear en siete países europeos: Alemania, Bélgica, España, Francia, Italia, Suecia y Suiza. Sus actividades se centran en el estudio de aspectos técnicos, económicos, legales y de medios de comunicación relacionados con la producción de energía nuclear.

Para dar una idea del grado de representatividad de OPEN, basta mencionar que las empresas eléctricas que lo constituyen utilizan aproximadamente un tercio del uranio total que se consume en el mundo occidental y operan (en términos de potencia) aproximadamente la misma fracción (1/3) de reactores nucleares, la mayoría del tipo de agua ligera (LWR). A través de una serie de Grupos de Trabajo, OPEN ha centrado en los últimos años una buena parte de su actividad en el análisis del ciclo del combustible nuclear. Uno de estos grupos, «Planificación y Estudios», al que pertenecen los autores, ha finalizado recientemente un estudio sobre influencias mutuas originadas por la gestión del ciclo de combusti-

ble con la operación del reactor, algunos de cuyos aspectos y conclusiones se exponen en este artículo.

NUEVAS CAPACIDADES EN LA GESTION DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

La aparición en el mercado de toda una nueva serie de combustibles «avanzados», como respuesta de los diseñadores y fabricantes a una generalizada demanda de mayor producción de energía en cada ciclo y/o mayor flexibilidad de operación, ha aumentado considerablemente la capacidad de cada empresa eléctrica de optimizar su gestión del ciclo de combustible y, por consiguiente, la explotación global de la central.

Uno de los aspectos principales en los que inciden estos nuevos tipos de combustible, que genéricamente hemos denominado «avanzados», es el aumento del grado de quemado que son susceptibles de conseguir. La cuestión fundamental que se plantea ahora es el modo de utilizar esa mayor capacidad de quemado de forma que se minimicen los costes de explotación y no incida en la operación segura y fiable de la planta. Básicamente aparecen dos alternativas: mantener la duración de cada ciclo, reduciendo la fracción de recarga, o bien, mantener la fracción de recarga y operar en ciclos de mayor longitud. Obviamente, en ambos casos se requiere un mayor enriquecimiento de los elementos combustibles respecto del caso base.

En la tabla I se encuentran recopilados los valores empleados en el análisis de costes del ciclo de combustible. Con objeto de obtener conclusiones lo más genéricas posibles, sólo se han considerado en el estudio económico situaciones de equilibrio. No se contemplan, por tanto, ciclos de transición entre diferentes estrategias de recarga, revalorización de stocks o modos de gestión de reprocesamiento.

Los resultados que se presentan corresponden a un reactor típico de agua a presión (PWR) de 900 MW de potencia eléctrica en el que se reprocesa y recicla el plutonio y el uranio reprocesado.

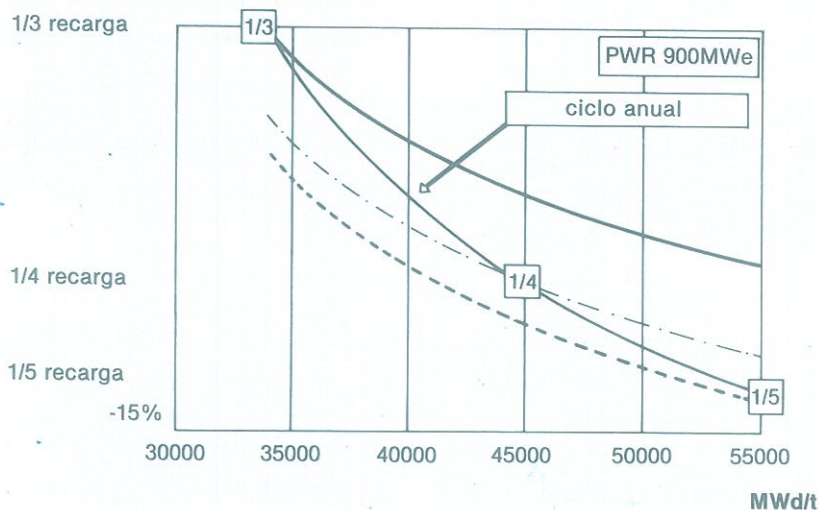
En la figura I se muestra la variación del coste de combustible por kWh producido en función del quemado de descarga, para tres estrategias de recarga: 1/3, 1/4 y 1/5 de elementos combustibles renovados en cada recarga.

Asimismo, en la figura I se observa la tendencia de costes para las dos opciones anteriormente menciona-

TI HIPOTESIS PARA EL CALCULO ECONOMICO

Precio de los concentrados de uranio (\$/1b U308)	30
Conversión de concentrados (\$/kg U)	6
Enriquecimiento (NW = 0.25%) (\$/SWU)	120
Fabricación de elementos PWR c\$/kg EU)	200
Reprocesamiento y gestión de residuos (\$/kg EU)	900
Tasa de descuento en moneda constante (%/año) ...	5

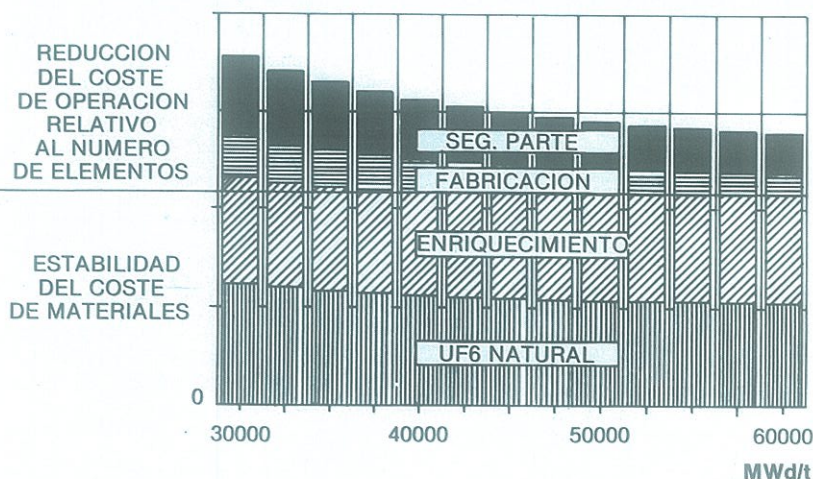
Coste del ciclo de combustible/kWh



FI Evolución del coste de combustible en función del incremento de quemado.

FII Coste del ciclo de combustible en función del incremento de quemado.

Coste del ciclo de combustible/kWh



das: mantenimiento de la duración del ciclo con reducción de la fracción de recarga, e incremento de la longitud del ciclo manteniendo la fracción de núcleo a recargar.

En todas las estrategias de recarga se demuestra claramente que un incremento en el quemado de descarga provoca una reducción en el coste de combustible. Sin embargo, en el supuesto de poder alcanzarlo, a partir de 50-60 GWd/t, el beneficio esperado de tal incremento resulta menos significativo que en el rango de 33 a 45-55 GWd/t. En la práctica, esto parece apuntar hacia objetivos de quemado máximo en la zona de 55 a 60 GWd/t.

Otras muchas hipótesis han sido utilizadas, por el Grupo de Trabajo «Planificación y Estudios» de OPEN, para analizar la sensibilidad de estos resultados frente a otras posibilidades de gestión de la segunda parte del ciclo (como por ejemplo: no reprocesamiento) o de tendencias en el precio del U-natural, SWU, etc... En todos los casos, los resultados obtenidos permanecen globalmente inalterados, al menos en lo que se refiere a posición relativa y pendiente de las curvas de costes del kWh en función del quemado.

En la figura II se observa cómo la principal ventaja económica provocada por el aumento del grado de quemado reside en la reducción del número de elementos combustibles necesarios para producir una misma energía eléctrica. Por tanto, los beneficios están centrados en los costos de fabricación y de la segunda parte del ciclo.

INTERACCION DE LOS NUEVOS ESQUEMAS DE GESTION DEL COMBUSTIBLE CON LOS OBJETIVOS DE OPERACION

El uso de combustibles «avanzados», que alcanzan un mayor grado de quemado, permite diseñar esquemas de gestión del combustible más agresivos, que en algunos casos pueden conducir a una reducción en los márgenes de operación del reactor.

Este es un aspecto adicional (y en esta ocasión negativo) a considerar sobre el puramente económico a la hora de decidir un determinado esquema de recargas, por su impacto sobre aquellos reactores que requieren grandes márgenes de flexibilidad operativa para realizar movimientos rápidos de carga si no están produciendo en base.

No obstante, analizada la situación particular de los distintos miembros

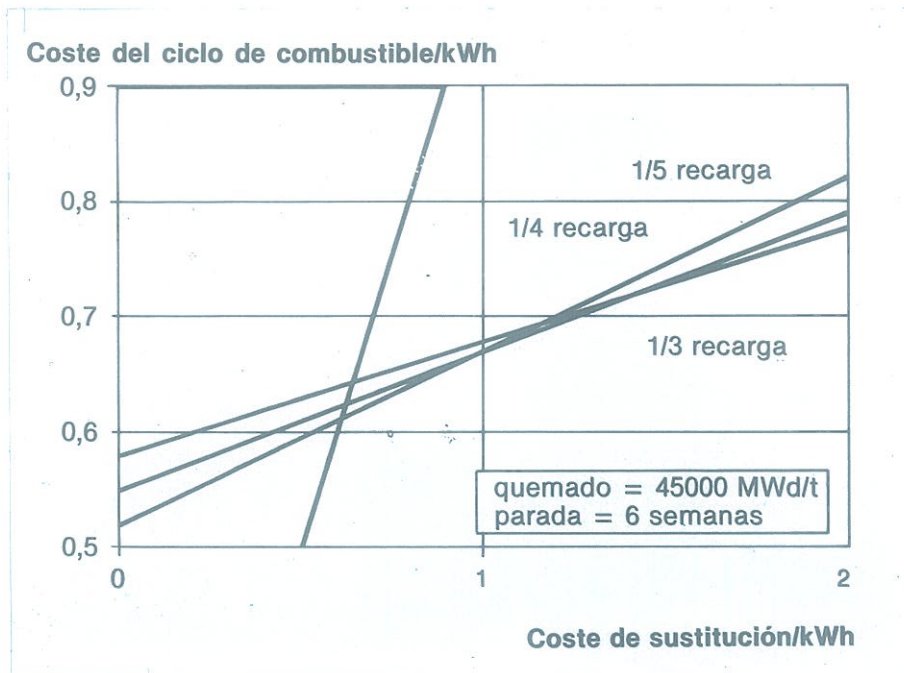


FIG II Coste del ciclo de combustible en función del coste de sustitución.

de OPEN, se puede concluir que los márgenes operativos actuales son suficientemente amplios como para permitir el aumento de quemado sin restricciones de tipo técnico. Sin embargo, como se señaló anteriormente, también parece que el incremento de quemado no aumentará indefinidamente, sino que existe un valor alrededor de 60 GWd/t que se revela como un cierto óptimo técnico-económico.

Otro aspecto importante, que aún no se ha mencionado, es el coste de la energía de sustitución durante los períodos de parada en recarga. En este aspecto, en el seno de OPEN se observan grandes diferencias de unos parques de producción a otros y dentro de un mismo esquema pueden encontrarse variaciones estacionales.

No obstante, y desde el punto de vista general, puede concluirse que si los costes de la energía de sustitución son constantes a lo largo del año, y su valor es doble que el del combustible nuclear, la mejor opción es incrementar la longitud de los ciclos (p. e. 18 meses) manteniendo la fracción de recarga. De este modo se consigue incrementar la disponibilidad de los reactores nucleares y ahorrar en combustibles posibles.

Si, por el contrario, el coste de la energía de sustitución es superior en invierno e inferior en verano, sin alcanzar el doble del coste de combustible nuclear, el óptimo económico se consigue manteniendo las recar-

gas a una frecuencia anual y reduciendo la fracción de recarga.

Para ilustrar estas consideraciones sobre el efecto del coste de la energía de sustitución, se han analizado algunos casos simples de evolución de costes de generación que se muestran en la figura III.

CONCLUSIONES

El incremento del grado de quemado de los elementos combustibles produce una notable reducción de los costes de generación eléctrica. Asimismo, permite adaptar los esquemas de recarga a la duración de los ciclos deseada, lo que redundará en una mejor gestión del parque de producción.

Los nuevos esquemas de recarga pueden tener un cierto impacto en el consumo de uranio natural y enriquecimiento, pero sobre todo, afectan a los parámetros del ciclo de combustible relacionados con el número de elementos combustibles a recargar (fabricación, segunda parte, etc...). De forma generalizada, se observa en el seno de OPEN, la tendencia a incrementar los quemados de descarga, hasta valores próximos a 50 GWd/t en los PWR y 45 GWd/t en el caso de los BWR. En cuanto a la duración de los ciclos, se observan dos tendencias (12 y 18 meses) dependientes, fundamentalmente, del coste de la energía de sustitución y condiciones particulares de cada parque de producción.