INFORME

LOS REACTORES NUCLEARES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA (RNPMP)

Luis BARALLAT

INTRODUCCION

De todos es conocido que aunque la energía nuclear en todos los estudios aparece como la alternativa de menor coste de generación (tabla I, datos OCDE), sin embargo, son muchas las compañías eléctricas que han visto tambalear su solvencia financiera como consecuencia de sus inversiones en centrales nucleares. Se han hecho previsiones económicas en empresas concretas y se ha visto que en muchos casos el tema es de liquidez a corto plazo, al superar las inversiones acumuladas en un proyecto nuclear los recursos propios de la empresa y existir problemas técnicos o sociales para su terminación. Una vez que la central se conecta a red, la situación de la empresa mejora sensiblemente.

Los datos hablan por sí solos. Actualmente existen en Estados Unidos 57 unidades en construcción, un 70 % de ellas están construidas en más de un 50 % de la inversión final, con una inversión acumulada en las mismas que supera los 120.000 millones de dólares. Sin embargo, algunos expertos estiman que, aproximadamente, la mitad de estas centrales nunca entrarán en funcionamiento.

Las causas de este fenómeno son varias: costes galopantes de inversión, grandes retrasos en la construcción, altos tipos de interés, etc. No debe olvidarse que una central nuclear, análogamente a una hidráulica «quema dinero», y la subida espectacular del coste del dinero ha supuesto un duro golpe para este tipo de inversión. En algunos casos, como España, este factor se ha agravado doblemente, pues al financiar sus inversiones en dólares el coste del dinero se ha visto además incrementado por la fuerte apreciación del dólar frente a la moneda local.

Para una compañía eléctrica concreta, la inversión en un programa nuclear supone en muchas ocasiones una cifra superior a los recursos propios de la compañía, con lo que si la inversión va mal se pone en peligro la solvencia financiera. La revista *Business Week* se hacía eco hace algunas semanas de este hecho en algunas compañías eléctricas americanas (tabla II).

Empieza además a nacer la idea en la comunidad eléctrica que las famosas economías de escala en la generación de electricidad de origen nuclear pueden no ser tales. Como se sabe, en el período 1945-1970, el tamaño medio de las centrales térmicas pasó de 20 a 800 MW. y, mientras tanto, los precios reales del kWh. se redujera en un 70 %. Sin embargo, desde 1970 hasta hoy estos mismos precios reales han aumentado una media del 30 %, como consecuencia no sólo de la crisis del petróleo, sino de la fuerte elevación de los costes de inversión.

Se empieza a oír cada vez con más insistencia que plantas de 300-600 MW pueden ser una alternativa más sensata para el futuro, sobre todo para sistemas pequeños o mal interconectados, pues aunque la inversión por kW. sea mayor se puede compensar ventajosamente con menos requisitos de margen de reserva, menores costes de distribución, mayor facilidad para adecuarse al crecimiento de la demanda y, por tanto, menores riesgos de sobrecapacidad en los primeros años, y menor riesgo financiero para un país o una compañía eléctrica mediana o pequeña.

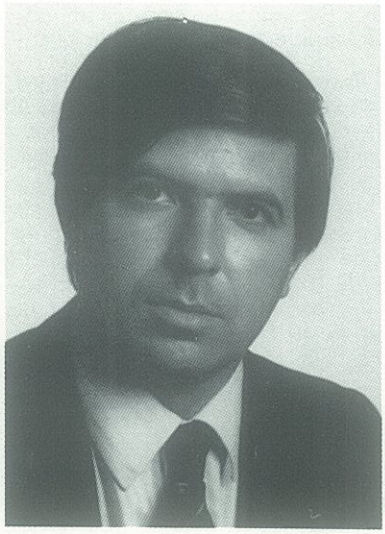
Este argumento, que tiene sentido en países pequeños, sin interconexiones adecuadas con otros países, o en zonas aisladas de países desarrollados (no olvidemos que por razones técnicas de estabilidad de voltaje y frecuencia se aconseja que en lo posible una planta nunca supere el 10 % de la potencia total instalada del sistema), también empieza a ser tenido en cuenta por compañías eléctricas de países desarrollados como forma de disminuir el riesgo financiero de que una inversión concreta se cancele o tenga problemas o retrasos en la conexión a red. En Estados Unidos, por ejemplo, muchas compañías están volviendo a plantas convencionales del orden de 300 MW., y para el futuro están considerando seriamente la alternativa nuclear del rango 300-600 MW.

El objeto de este trabajo es de una forma simple exponer alguno de los argumentos que justifican la viabilidad de los RNPMP, el estado actual de oferta y desarrollo de los mismos, las razones por las cuales hasta la fecha su introducción ha tenido poco éxito y la posible evolución futura.

LOS RNPMP COMO POSIBLE ALTERNATIVA

Como se sabe, la construcción de una nueva central se estudia tomando en consideración la planificación total del sistema. Se analiza el efecto del tipo, tamaño y fecha de entrada en operación de la nueva unidad con objeto de minimizar el coste del kWh. distribuido por el sistema en un determinado mercado con unas determinadas expectativas de crecimiento.

Cuando se toma en consideración la red total, las unidades pequeñas tienen

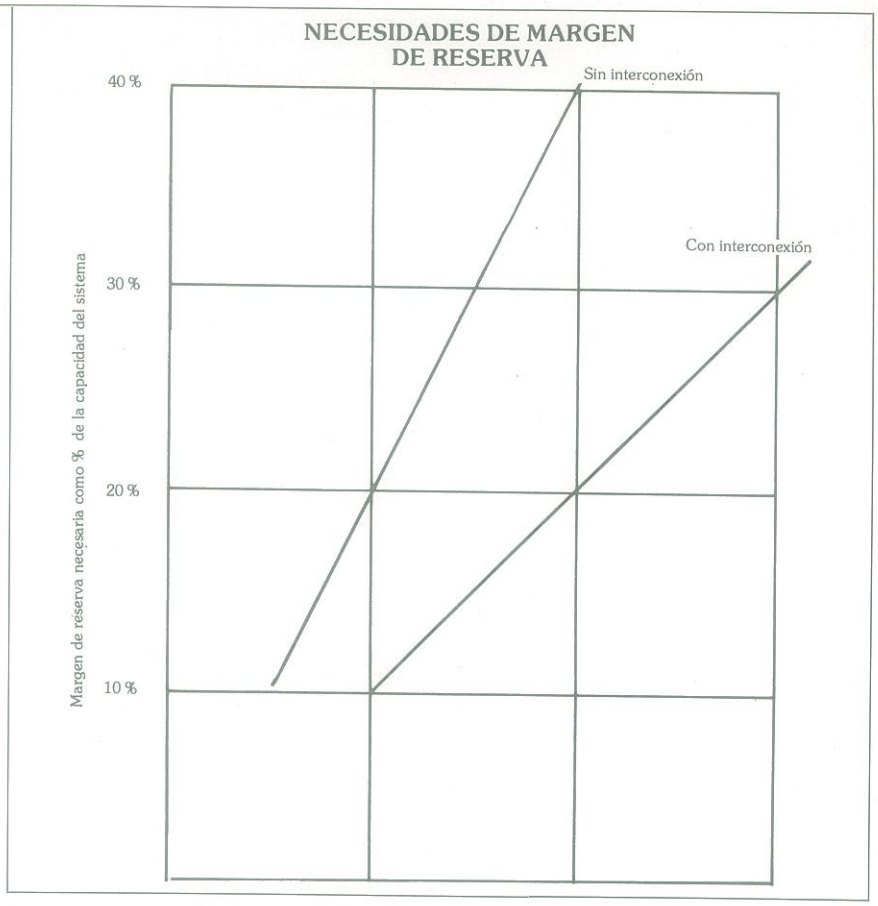


LUIS BARALLAT LOPEZ, Ingeniero Naval, Premio Fin de Carrera. Licenciado en Derecho, MBA Stanford University, becario Fulbright, 32 años, Consultor de ÇENER INGENIERIA Y SISTEMAS, S. A. Anteriormente trabajó en MEMOREX CORPORATION (California), BANCO URQUIJO (Madrid) y DRESONEM BANK A. G. (Madrid). Consultor de la Agencia Internacional de Energía Atómica de Viena en diversos temas relacionados con los Reactores Nucleares de Pequeña y Mediana Potencia y Evaluación Económica de ofertas de Centrales Nucleares.

ventaja frente a las mayores por las razones siguientes:

- Exigen unos requisitos de potencia de reserva menores. Esto dependerá también del resto de la red, pues si de lo que se trata es de sustituir centrales de fuel-oil de base, la potencia de reserva será esas mismas centrales a sustituir. También dependerá lógicamente del grado y fiabilidad de interconexión con otros sistemas.
- Permiten seguir más adecuadamente el crecimiento de la demanda y evitar que se produzca sobrecapacidad. Evidentemente, una central de 1.200 MW planificada para un determinado crecimiento previsto, tiene mucha menor flexibilidad que la opción de construir tres unidades de 400 MW. escalonadamente. También este factor dependerá del resto de unidades que haya en el sistema.
- Exigen una financiación total menor y, por tanto, suponen un menor riesgo financiero para la compañía. Es evidente que una compañía puede digerir mejor, e incluso asumir el riesgo de retraso o cancelación sin poner en peligro su solvencia, una inversión escalonada de unidades pequeñas, que una inversión grande en una mayor. Para lograr este objetivo existen, como se sabe, otras posibilidades, tales como participación de varias compañías o países en un mismo proyecto, contrato de tipo «all risks term sales» con otros países, etc.

Como se ha mencionado, todos estos factores dependen del tamaño total del sistema (no es lo mismo un sistema con 5.000 MW instalados que uno con 2.500 MW) y del crecimiento de la demanda. En general, se puede decir que cuanto más pequeño sea el sistema y más lento el crecimiento de la demanda, más ventajas comparativas tienen los RNPMP.



F I *Tamaño de la planta como % de la capacidad total del sistema.*

Un tema clave y sobre el que no existe experiencia es la cuestión de hasta qué punto la inversión por kW de un RNPMP de 300-600 MW es mucho mayor que en una grande (900-1.200 MW.). En lenguaje técnico se suelen llamar «factor de escala» al exponente «η» que mide la relación entre el coste de inversión por kW. y la potencia:

$$\frac{(\text{Coste de capital por kW})_{\text{planta A}}}{(\text{Coste de capital por kW})_{\text{planta B}}} = \frac{\text{POTENCIA}_B}{\text{POTENCIA}_A}^{1-}$$

Siendo POTENCIA B > POTENCIA A

En una central térmica convencional el factor de escala ~ en las gamas de potencia que estamos hablando suele ser 0,7-0,8.

En centrales nucleares no existe experiencia, sin embargo, por razones de requisitos de seguridad, licenciamiento, etc., se supone que es menor. En una reunión celebrada hace unos meses en Viena por la IAEA, se estimó por un grupo de expertos, que el factor de escala sería del orden de 0,4-0,6, dependiendo del concepto de reactor.

Para hacernos una idea, un factor de escala de 0,5 quiere decir que la inversión por kW es un 42 % superior en una central de 400 MW que en una de 800 MW. Un factor de escala de 0,7 significaría que la inversión por kW de la central pequeña sería un 23 % superior.

United Engineers and Constructors ha estimado el desglose de factores de escala en una central nuclear al pasar de 600 a 1.300 MW. de la forma siguiente:

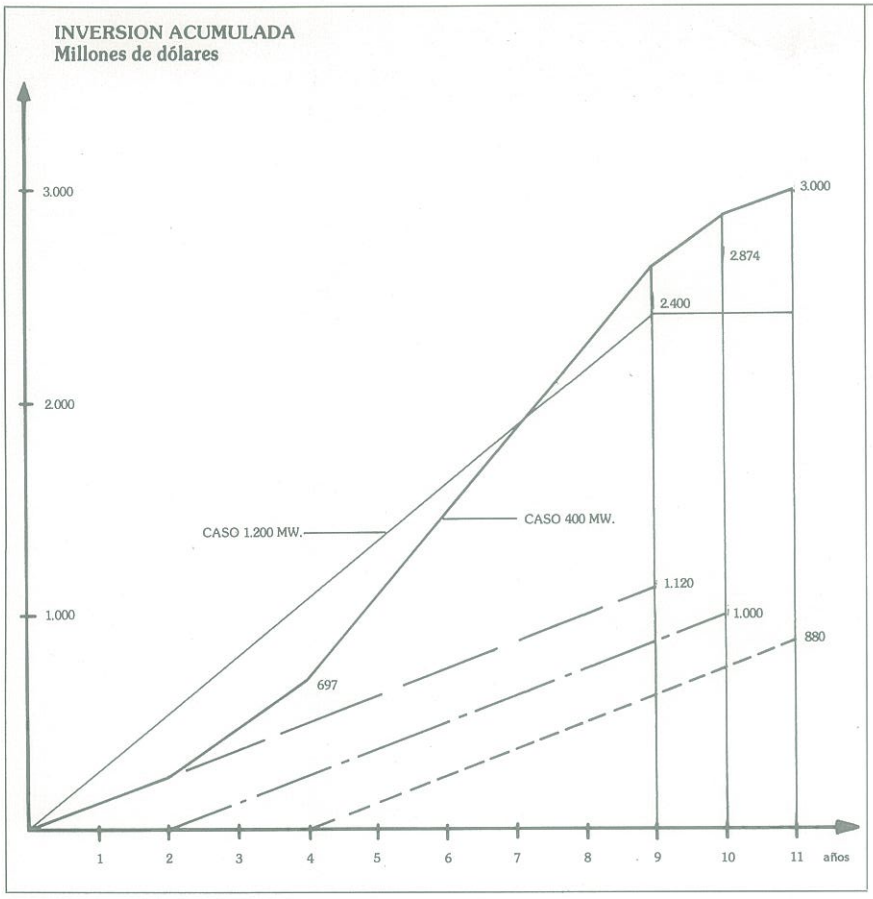
Concepto	Factror de escala
Estructuras	0,29
NSSS	0,45
Turbogrupo	0,65
Misceláneos	0,20
Planta eléctrica	0,37
Valor medio	0,40

Ha de tenerse en cuenta que el factor de escala se aplica al concepto de coste de capital y no incluye, por tanto, factores como la escalación o el interés durante la construcción, que dependen básicamente de la duración del proyecto, de la inflación, de los tipos de interés y de la depreciación de la moneda local.

Con respecto a la duración, los expertos en esa misma reunión de Viena no pudieron llegar a conclusiones sobre si se conseguía alguna reducción del tiempo de construcción al reducir el tamaño del reactor. Realmente no existe correlación entre tamaño de reactor y duración de la construcción, depende mucho más de cada caso concreto (emplazamiento, país, tipo reactor, gestión del proyecto, etc.). Lo que sí se puede afirmar es que el caso de unidades múltiples en un mismo emplazamiento, el tiempo de construcción a partir de la segunda se reduce sustanciosamente.

Un factor no contemplado en este análisis y mencionado frecuentemente en favor de los RNPMP es el de estandarización, fabricación en serie, etc. La idea del reactor modular construido con módulos de 70 MWe de kWu va por este sentido. No cabe duda que la experiencia francesa en el campo de la estandarización y en el de varios grupos en un mismo emplazamiento es muy provechosa, y si se logra puede ser muy favorable para los RNPMP.

Expertos nucleares estiman que el ahorro total en terceras y cuartas unidades de un mismo emplazamiento puede ser del 25-30 %.



F II *Implicaciones financieras de la alternativa de 1.200 MW comparada con 3 unidades de 400 MW c/u.*

También se menciona frecuentemente en favor de las unidades pequeñas el argumento de un mejor factor de capacidad; se apunta en este sentido la experiencia de las centrales fósiles (tabla III). Sin embargo, no existe suficiente evidencia en el caso de centrales nucleares, depende mucho del tipo de reactor (ejemplo, CANDU). Lo que sí se puede decir es que en la alternativa de tres unidades de 400 MW. frente a una de 1.200 MW. se puede escalonar la recarga de combustible de forma más conveniente para el sistema. Dado que las centrales nucleares son muy intensivas en capital, si se pudiera demostrar que los RNPMP tienen un mayor factor de capacidad, sería un argumento muy favorable a su favor.

Ciñéndonos a los factores mencionados al principio de este apartado, es evidente que el tamaño de la planta influye en los requisitos de margen de reserva. En la figura 1 aparece una relación entre estas dos magnitudes publicada por el Edison Institute. En el mismo sentido, un estudio publicado recientemente por un equipo del laboratorio de Los Alamos, analizando para un determinado sistema dos posibilidades de expansión, con unidades de 250 MW y con unidades de 750 MW demuestra que desde el punto de vista de fiabilidad es lo mismo nueve unidades de 250 MW (2.250 MW) que cuatro unidades de 750 MW (3.000 MW).

Los RNPMP permiten seguir más adecuadamente el crecimiento de la demanda y evitar sobrecapacidad. Supongamos por ejemplo dos alternativas:

- Construir una central de 1.200 MW en nueve años.
- Construir tres centrales de 400 MW desfasadas en dos años cada una en el mismo emplazamiento.

Hipótesis

Central 1.200 MW

Inversión: 2.000 $/kW ($ 1984)
Duración construcción: 9 años

Central 400 MW

Inversión: 1.ª Unidad 2.800 $/kW
2.ª Unidad 2.500
3.ª Unidad 2.200

Duración: 1.ª Unidad, 9 años
2.ª Unidad, 8 años
3.ª Unidad, 7 años

En la figura 2, con mucha simplificación, se ha dibujado la inversión total en millones de dólares en cada alternativa. Como se ve, la inversión durante los años de construcción en que no se producen ingresos es menor en la alternativa 2, con lo cual la compañía está aliviada financieramente en el momento crítico de la construcción. Aparte de este efecto existe la ventaja adicional de que suponiendo que durante la construcción se observa que el crecimiento de la demanda no está siendo el previsto, se pueden retrasar a voluntad el segundo y tercer grupo de 400 MW, evitando la sobrecapacidad.

Sin embargo, la realidad es que hasta la fecha, aunque se habla mucho de ellos, no se ha producido ninguna venta de RNPMP. Los países en desarrollo, que por el pequeño tamaño de su red, o por no tenerla interconectada, serían los candidatos ideales, tienen problemas financieros y, además, se encuentran con el problema de licenciar un reactor, que no está probado y licenciado en los países de origen.

Los países constructores (excepto India y la URSS) no están encargando nuevas centrales. En Estados Unidos no existe ningún nuevo pedido desde 1978, por ejemplo. Quizá la oportunidad más clara la tengan los reactores franceses y suecos de piscina para calefacción de distrito. El francés de TECHNICATOME estuvo a punto de instalarse en Grenoble, y el sueco SECURE espera también su oportunidad.

Como mencionaremos posteriormente, para salir del *impasse* actual hace falta que:

- Un país constructor construya un RNPMP en su propio país y lo licencie, absorbiendo parte de los gastos de investigación y desarrollo.
- Un país comprador se decida a adquirir una de estas unidades.

OFERTA DISPONIBLE DE RNPMP EN LA INDUSTRIA NUCLEAR

Los RNPMP disponibles se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- Reactores escalados hacia arriba de reactores de propulsión naval o de investigación.
- Versiones reducidas de reactores probados de mayor potencia.
- Nuevos conceptos o diseños de reactores aún no probados.

La aparición de nuevos conceptos viene motivada por que el camino de reducción de escala no parece el más adecuado para llegar a un reactor competitivo. Si intentamos reducir un PWR

T I

LOS COSTES DE GENERACION DE ELECTRICIDAD EN CENTRALES NUCLEARES Y DE CARBON

COSTES POR KWH EN 1983 ESTIMADOS PARA DISTINTOS PAISES Y MEDIDOS EN 10^{-2} ECUS DE 1-1-1981

PAIS	NUCLEAR	CARBON
Bélgica	2,51	3,50
Francia	2,07	3,62
Alemanía	2,87	4,71
Japón	2,57	3,88
Suecia	3,05	4,07
Reino Unido	4,12	5,90
Estados Unidos	2,89	2,92

Fuente: OCDE, 1983.

de 1.300 MW a 300 MW, nos encontraremos prácticamente sin ningún o con muy poco ahorro en el NSSS o en las redundancias; por ello, algunos fabricantes están yendo a conceptos nuevos de reactores.

En cuanto a aplicación final existen tanto reactores para generación únicamente de electricidad como reactores de cogeneración vapor-electricidad, o sólo de calor de baja presión para calefacción de distrito.

En la tabla IV aparecen los principales RNPMP existentes al día de la fecha, indicando fabricante, tipo de reactor, tamaño, combustible utilizado, así como observaciones sobre su estado actual.

En muchos casos, el verdadero desarrollo y la ingeniería del concepto no se realizarán hasta que aparezca una venta en el mercado. Si además los vendedores no ven perspectivas para un número suficiente de pedidos, existen dudas sobre quién va a absorber los elevados costes de desarrollo de la venta inicial. (Si se carga totalmente a la primera unidad, esta venta no se producirá nunca.) Algunas de las unidades (PMWR indio, PWR ruso, CANDU, Magnox, etc.) ya están suficientemente probadas y no existe este problema.

CONCLUSIONES

La cuestión de la viabilidad técnico-económica de los RNPMP cada vez está surgiendo con más interés.

En los países desarrollados como medio de disminuir el gran riesgo financiero que ha supuesto la construcción de grandes unidades, con inversiones en ocasiones superiores a los recursos propios de las compañías. En los países en vías de desarrollo por disponer de sistemas pequeños y/o mal interconectados.

Los RNPMP ofrecen ventajas en aspectos tales como requisitos de margen de reserva y disponibilidad del sistema, capacidad de seguimiento o adaptación al crecimiento de la demanda y disminución del riesgo financiero durante la construcción. Parece que también podría haber ventajas en lo que respecta a factor de capacidad, posibilidad de escalonar la recarga en momentos adecuados y disminución del tiempo de la construcción, sobre todo si se va por la vía de la estandarización, unidades modulares y producción en serie.

Por el contrario, existen problemas en un mayor coste por kW. (de economías de escala), aunque los fabricantes están yendo a nuevos conceptos que no supongan un *downscaling* de las unidades existentes. Existe además la problemática adicional de que los países constructores no realizarán un verdadero esfuerzo de desarrollo e ingeniería hasta que no haya una perspectiva de mercado y pedidos concretos.

T II

ALGUNOS EJEMPLOS DE PROYECTOS NUCLEARES EN USA CON GRAN SOBRECOSTE

COMPAÑIA ELECTRIC (Nombre de central)	Coste estimado (Miles de millones de dólares)	% completo	Inversión hasta el 31-1-83 como porcentaje de los fondos propios de la empresa
EL PASO ELECTRIC (Palo Verde 3 us.)	8,5	80,99,100	209
PUBLIC SERVICE OF INDIANA (Marble Hill 2 us.)	7,0	35,56	178
PUBLIC SERVICE OF NEW HAMPSHIRE (Seabroolk 2 us.)	5,8	25,85	159
LONG ISLAND LIGHTING (Shaeham)	4,0	100	159
CINCINATTI GAS & ELECTRIC (W. H. Zimmer)	3,5	97	77
TEXAS UTILITIES (Comanche Peak 2 us.)	3,4	65,97	85
CONSUMERS POWER (Midland 2 us.)	4,4	85,85	158

Fuente: Business Week.

Estos pedidos, por dificultades financieras de los países compradores en vías de desarrollo (mercado natural de los RNPMP), no se producen. Además se debe romper el *impasse* del licenciamiento en el país de origen, que excepto en casos contados no existe.

Dado que es indudable que la energía nuclear de fisión seguirá teniendo un papel importante en los próximos años, en algún momento se producirá una salida hacia adelante en alguno de los tipos de reactores de pequeña y mediana potencia existentes, y para ello debe ser un esfuerzo y riesgo conjunto de compradores y suministradores.

T III

CENTRALES FOSILES INDISPONIBILIDAD FORZADA EN RELACION CON POTENCIA

1967-1976

Potencia (MW.)	Indisponibilidad (%)
60-89	2,5
100-199	4,4
200-299	5,7
300-399	7,9
400-599	9,6
600-799	13,8
> 800	16,1

Fuente: Edison Electric Institute.

T IV

REACTORES DE MEDIANA Y PEQUEÑA POTENCIA EXISTENTES

País	Fabricante	Tipo reactor	Tipo combustible	TAMAÑO MWe.	TAMAÑO MWt.	Comentarios
Canadá	AECL	PHWR	natural	300/600		CANDU
Canadá	AECL	OCHWR	ligeramente enriquecido		700	basado en prototipo WR-1
Alemania	KWU	BWR	enriquecido	312		reducción unidades existentes
Alemania	KWU	BWR	enriquecido	800/400		concepto BWR con ciclo dual.
Alemania	KWU	PHWR	natural	300		
Alemania	KWU	HTGR	enriquecido	70		concepto módulo en tamaño de 70 MW.
Alemania	HBR/BBC	HTGR	enriquecido	500		prototipo
Alemania	INTERATON	PWR	enriquecido	300		basado en reactor naval
Francia	TECHNICATOME	PWR	enriquecido	325		basado en reactor naval
Francia	TECHNICATOME	Piscina	enriquecido		100	calefacción de distrito
India	PPED	PHWR	natural	220		probado
Japón	HITACHI	BWR	enriquecido	200		diseño convencional
Japón	TEPCO	LWR	enriquecido		200	diseño conceptual
Japón	JAERI	HTR	enriquecido		50	calefacción de distrito
Suecia	ASEA	BWR	enriquecido	300		reducciones unidades existentes
Suecia	ASEA	Piscina	enriquecido		200/400	contempla SECURE
U.K.	NNC	GCR	natural	300		calefacción de distrito
U.K.	RRC	PWR	enriquecido	320		MAGNOX
URSS	ATOMENERGO	PWR	enriquecido	440		basado en reactor naval probado