

ANÁLISIS DE LAS APLICACIONES NO ELÉCTRICAS DE UN REACTOR MODULAR



SAMANTHA LARRIBA DEL APIO

Investigadora predoctoral
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID



GUILLERMO DE PABLO

Estudiante
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID



GONZALO JIMENEZ VARAS

Profesor contratado doctor
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

Los reactores nucleares modulares pequeños, *Small Modular Reactors* (SMR), se están volviendo cada vez más relevantes, y todo parece indicar que podrían ser la alternativa a los grandes reactores nucleares. Estos reactores presentan distintas ventajas [1]: su inversión inicial, más barata en comparación con los reactores nucleares convencionales; su flexibilidad para aumentar el número de módulos y adaptarse a la demanda de potencia, con una fácil amortización gracias a la posibilidad de escalar la inversión; la construcción en cadena en fábrica, que impacta en el coste final; la opción de construir estos reactores en modo isla o áreas aisladas a las que se accede con dificultad sin costosas obras de infraestructura; y sus mejoras en los sistemas de seguridad, generalmente sistemas pasivos. Además, los SMR presentan una buena alternativa para aplicaciones industriales que requieren altas temperaturas [2], así como la calefacción de distrito o, incluso, la producción de hidrógeno.

Las aplicaciones no eléctricas dependen de la temperatura que pueda alcanzar el reactor. Los reactores de agua ligera, LWR (*light water reactors*) por sus siglas en inglés, podrían utilizarse para dar apoyo a la calefacción de distrito o la desalinización. Sin embargo, otras aplicaciones industriales como las necesidades de vapor de la industria petroquímica o la producción de hidrógeno necesitan temperaturas de salida del reactor más elevadas, que se corresponden mejor con el rango de temperaturas de los reactores de Generación IV.

La calefacción de distrito, o la desalinización son las tecnologías, con más experiencia en cogeneración nuclear [3]. Esto se debe a que estas dos aplicaciones necesitan una temperatura de operación más baja, y puede ser suministrada por LWR (el tipo de reactores más extendido en la

actualidad), como se mencionó anteriormente. China, Rusia y Canadá son los países que acumulan mayor experiencia.

En Canadá se ha estudiado la cogeneración para el reactor tipo CANDÚ ACR-700 [4], en particular, para la producción de hidrógeno y el apoyo a las refinerías de petróleo. China está interesada en las aplicaciones de reactores de muy alta temperatura para reducir el precio de su industria petrolera [4].

Los reactores de gas de alta temperatura podrían producir metanol reduciendo las emisiones de CO₂, normalmente asociadas a este proceso [5]. Estados Unidos, Japón y Corea del Sur han trabajado en esta posibilidad, y en la producción de bioetanol a partir de biomasa utilizando el vapor de una central nuclear [5]. Esta última aplicación necesita un alto flujo de vapor, pero a menor temperatura.

Este estudio busca mejorar un ciclo Brayton, en un SMR de IV Generación, con el objetivo de comparar la eficiencia de la planta para cada aplicación y el coste (o beneficio) de implementar estas tecnologías. Para ello se ha seleccionado un Reactor de Muy Alta Temperatura (*Very High Temperature Reactor*, VHTR), concretamente el reactor de alta temperatura de turbina de gas 300 (GTHTR300) [6], debido a su amplia experiencia operativa, sus mejoras tecnológicas en seguridad y las altas temperaturas que alcanza, lo que permite una amplia gama de aplicaciones, incluida la producción de hidrógeno. Es un reactor desarrollado por JAERI (Instituto de Investigación de Energía Atómica de Japón), que emplea helio como refrigerante y grafito como moderador. Además, sus sistemas de seguridad son pasivos y el uso de helio permite una mayor eficiencia eléctrica y reduce el coste de la planta.

El ciclo Brayton se analiza con el software EES (*Engineering Equation Solver*). Este estudio tiene en cuenta la utilización del calor residual para algunas aplicaciones y varias modi-

ficaciones en el ciclo original con el fin de adaptarlo para las aplicaciones de alta temperatura. El impacto económico podrá calcularse considerando los precios de la electricidad y/o el precio de venta del producto final.

La aplicación no eléctrica de las centrales nucleares que acumula más años de experiencia operativa es la calefacción de distrito o agua caliente sanitaria. Para el reactor GTHTR3000, se han realizado varios estudios para evaluar la viabilidad de esta aplicación [7]. La conclusión es que el GTHTR3000 podría ser utilizado si proporciona electricidad y vapor a baja presión, resultante de intercambiar calor después de turbina, y temperatura para la cogeneración, con una aumentada eficiencia, con respecto a no hacer uso del calor residual, del 81,8 %.

Una alternativa que puede resultar interesante es la producción simultánea de vapor a baja presión (y temperatura) y alta presión (y temperatura) para dos aplicaciones diferentes. Este podría ser el caso de un ciclo de reactor que produce vapor para calefacción de distrito y, además, generación de electricidad e hidrógeno. La producción de hidrógeno se describirá más adelante. Las conclusiones extraídas de este análisis indican que, si bien la mayor eficiencia se alcanza cuando se dedica más vapor a las aplicaciones de alta presión, esto nos da la posibilidad de cambiar la producción de electricidad con el objetivo de proporcionar más calefacción de distrito en invierno o más hidrógeno (por ejemplo) en verano o cuando la demanda de electricidad se cubre con otras fuentes de energía más baratas, como las renovables.

Otra aplicación no eléctrica con una alta experiencia para centrales nucleares es la desalinización [4]. En el caso de los LWR la temperatura necesaria para realizar el proceso implica una reducción de la generación eléctrica. Sin embargo, para los reactores de gas, la mayor temperatura a la salida de la turbina permite acoplar una planta desaladora sin una reducción asociada de producción eléctrica.

Para el GTHTR300, se ha seleccionado la denominada “destilación flash multietapa” (MSF) [4] por su alto rendimiento y una mayor experiencia en comparación con otras tecnologías de desalinización. Por lo general, solo la primera fase recibe calor, pero GTHTR300 tiene suficiente calor residual para contribuir a todas las fases. Esto permite convertir $9.85 \frac{m^3_{agua}}{MW_{th}}$, con una eficiencia del 88% en el proceso

de desalinización. Además, el rendimiento del ciclo mejora hasta un 72,61 % si consideramos una temperatura máxima para el proceso MSF de 110 °C y una temperatura mínima de 50 °C, necesaria para la viabilidad del proceso.

Al igual que en la calefacción de distrito, se considera la producción simultánea de vapor a baja presión (y temperatura) y alta presión (y temperatura) para dos aplicaciones diferentes. Para este caso, se encuentra que la eficiencia aumenta con respecto a instalar solo cogeneración de hidrógeno. Sin embargo, el rendimiento con respecto a instalar solo una planta de desalinización disminuye. Este hecho plantea la siguiente pregunta: ¿cuáles son los escenarios en los que será rentable? Para este caso, el escenario anterior, que no necesitaba aplicaciones de baja presión durante una temporada, no se puede considerar (porque el agua es necesaria todo el año). Si conocemos el precio de compra y venta del agua de desalinización y los precios del hidrógeno, se podría calcular el coste del MW_{th} . Gracias a esto, sabemos que los mayores beneficios se obtienen implementando estas dos aplicaciones no eléctricas, y los menores beneficios se obtienen si la central nuclear solo produce electricidad.

La industria de refinación de petróleo demanda una gran cantidad de electricidad y calor [8]. Para este estudio se ha optado por el proceso denominado “drenaje gravitacional asistido por vapor” (*Steam Assisted Gravity Drainage*, SAGD). Esta aplicación tiene una demanda de vapor entre 6 a 9 MPa y 275 a 310 °C dependiendo del tipo de terreno, condiciones que podrían obtenerse mediante la instalación un intercambiador de calor intermedio.

Sabiendo que el reactor GTHTR300 produce 600 MW_{th} y la temperatura mínima de entrada a la turbina es de 730°C, este reactor podría aportar 386 MW_{th} al proceso SAGD. Para calcular el betún extraído con estas capacidades se debe considerar el valor SOR [8]. El SOR es la relación de conversión de vapor a betún, y se encuentra entre 2 y 4 para que la conversión se considere eficiente. Con todos estos datos, se puede calcular el máximo y el mínimo de betún extraído para diferentes condiciones Tabla 1.

En otro escenario, se podría calcular la producción de vapor para las necesidades más demandas en esta industria. La Tabla 2 muestra las condiciones (temperatura y presión) y su correspondiente producción de vapor [9].

QIHX	T2	Condiciones de vapor	Vapor producido	Betún extraído SOR=2	Betún extraído SOR=4
170 MWt	850 °C	310 °C y 9 MPa	17824 bbl/d	8912 bbl/d	4456 bbl/d
170 MWt	850 °C	310 °C y 6 MPa	29619 bbl/d	14809 bbl/d	7404 bbl/d
386 MWt	730 °C	310 °C y 9 MPa	40447 bbl/d	20224 bbl/d	10112 bbl/d
386 MWt	730 °C	310 °C y 6 MPa	67250 bbl/d	33635 bbl/d	16813 bbl/d

Tabla 1. Betún extraído para distintas condiciones de vapor.

Demanda de la refinería	Condiciones	Producción
Vapor a muy alta presión	500 °C y 11 MPa	179 T/h
Vapor a alta presión	450°C y 4,8 MPa	181 T/h
Vapor a media presión	350 °C y 3,6 MPa	194 T/h
Vapor a baja presión	280 °C y 1 MPa	200 T/h

Tabla 2. Vapor producido para distintas demandas.

En el último escenario, se simula un plan de producción y refinería de etileno para el mismo reactor [10]. La planta elegida demanda $10 \frac{MT_{\text{petróleo}}}{\text{año}}$ y $1 \frac{MT_{\text{etileno}}}{\text{año}}$. Para la producción de etileno se necesita vapor de alta presión, mientras que la refinería requiere vapor de media y alta presión. Se concluye que esta planta demanda $564.2 \frac{T}{h}$ de vapor de alta presión y $22.4 \frac{T}{h}$ de vapor de media presión. Solo una unidad de GTH-TR300 no es capaz de producir esta cantidad de vapor, y por lo tanto se concluye que se necesitan 4 reactores, que generarían 832 MWe adicionales, para dar soporte a esta aplicación específica.

Para elegir la tecnología óptima de producción de hidrógeno [11] se deben identificar las demandas de los diferentes procesos. Por ejemplo, algunos procesos solo necesitan calor, pero otros requieren electricidad, como la electrólisis. Antes de definir algunos de estos métodos, es relevante saber que, aunque el proceso denominado “reformado con vapor”, SMR (*Steam Methane Reforming*) por sus siglas en inglés, es la tecnología de producción de hidrógeno más extendida, se ha descartado como por sus emisiones de gases de efecto invernadero, aunque se incluye en el estudio a efectos comparativos. Sin embargo, las tecnologías basadas en la electrólisis del agua, el desdoblamiento termomecánico del agua o el desdoblamiento híbrido del agua tienen algunos procesos con suficiente desarrollo comercial como para ser consideradas como una buena opción. Este es el caso, por ejemplo, de la electrólisis alcalina o del ciclo azufre-yodo (S-I).

Para el ciclo azufre-yodo (S-I), se comparan tres casos diferentes [12]. Primero, un GTHTR300 que solo produce electricidad. En segundo lugar, una unidad de reactor de GTH-TR300 que suministra $170 \text{ MW}_{\text{th}}$ para la producción de hidrógeno. Y el último, un único reactor como el caso anterior, pero con $370 \text{ MW}_{\text{th}}$ para el ciclo S-I. Esto permite estudiar (Figura 1) la relación entre la producción de hidrógeno en m^3/h y la producción de electricidad en MWe considerando una temperatura de salida del reactor de 900°C , un 55 % de eficiencia y 250 MJ por cada kilogramo de hidrógeno. Las líneas verticales representan los tres escenarios descritos (en orden).

También se considera en este estudio el uso de la electrólisis, aunque debido a las altas demandas de electricidad de

este proceso la eficiencia es menor que en otros procesos de cogeneración. El proceso de electrólisis se considera para temperaturas [13], entre 400 y 1000°C , pero para futuras comparaciones se supone que la temperatura en el intercambiador de calor es de 900°C . La eficiencia aumenta a medida que se dedica una mayor cantidad de vapor del reactor a la producción de hidrógeno, pero esta se ve limitada por la mínima capacidad de operación de la turbina, por lo que no es posible reducir demasiado la temperatura de vapor a la entrada de la turbina. Este ciclo tiene un alto impacto en la cantidad de electricidad volcada a la red, lo que implica un precio de producción de hidrógeno más elevado que otras tecnologías.

Como se ha mencionado anteriormente, el reformado con vapor se considera [14] con el objetivo de comparar la rentabilidad con el proceso anterior. La sustitución de una cámara de combustión de gas por un reactor nuclear para aportar calor de proceso reduce significativamente las emisiones de CO_2 , pese a la reducción de eficiencia del ciclo del reactor, que pasa del 85 % al 78 %. Incluso entonces, la eficiencia es mayor que el proceso S-I, sin embargo, el objetivo de reducir las emisiones de CO_2 implica que los precios no serán menos competitivos en un mercado libre de emisiones.

También se analizan los beneficios que pueden proporcionar estas tecnologías. Para tener una buena comprensión de los precios reales, se han analizado distintas variables, como el tiempo de depreciación del reactor nuclear y de la planta de producción de hidrógeno, los precios de la electricidad o el precio de mercado del hidrógeno. Considerando lo anterior, en la Figura 2 se comparan las distintas tecnologías presentadas. Se presentan los beneficios para el reactor GTHTR300 si solo produce electricidad, considerando un precio de electricidad de $0.037 \frac{\$}{\text{kWh}}$ [15] y un precio de venta de hidrógeno de $3 \frac{\$}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$ [16], que es el mínimo considerado en la literatura.

Se concluye que el proceso más rentable es el reformado de metano con vapor, que produce mayores beneficios a medida que aumenta la producción de hidrógeno. Esto se debe a que debido a que su demanda de calor es menor, es capaz de volcar más electricidad a la red para la misma producción de hidrógeno. El mismo proceso, pero con cap-

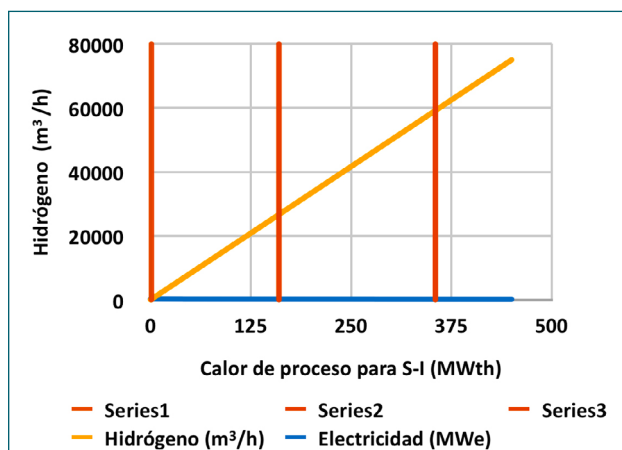


Figura 1. Relación entre la producción de hidrogeno y la de electricidad para el ciclo S-I.

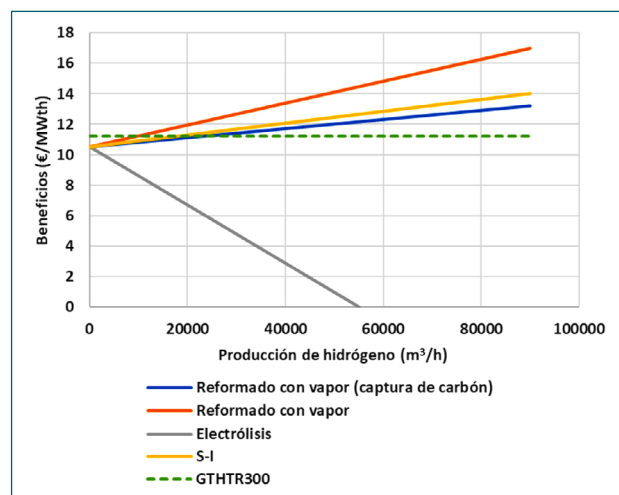


Figura 2. Beneficios para distintas tecnologías de producción de hidrógeno.

tura de carbono con el fin de limitar el impacto de la huella de carbono del proceso, es rentable a partir de aproximadamente 1800 \$, en comparación con la única producción de electricidad para el reactor GTHTR300, al igual que el asociado al ciclo de S-I. Sin embargo, la electrólisis no es rentable para el precio de hidrógeno considerado, pero lo sería para el precio máximo en la literatura ($10 \frac{\$}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$).

Como conclusiones de este estudio, el reactor nuclear GTHTR300 está diseñado para trabajar con temperaturas entre 950 a 730 °C a la entrada de la turbina, manteniendo una temperatura de 950 °C a la salida del reactor. Gracias a esta capacidad son posibles todos los modelos de cogeneración planteados en este estudio.

Para aplicaciones de baja presión, solo se encuentra una mejora en la eficiencia, pero el escenario en el que se incluyen dos aplicaciones a distinta presión permite mejorar la eficiencia y adaptar los diferentes productos a las necesidades. Para el apoyo a las refinerías de petróleo es posible una reducción de emisiones de CO_2 , aunque a costa de reducir la electricidad volcada a la red.

Por último, aunque los reactores nucleares pueden producir hidrógeno mediante tecnologías que no conllevan emisiones de CO_2 asociadas, el reformado con vapor sigue siendo la tecnología más rentable. Sin embargo, el ciclo S-I es competitivo con esa tecnología si se considera el precio de la captura de carbono si se busca tener un proceso más sostenible.

Este estudio concluye que los SMR de alta temperatura podrían ser atractivos para nuevos inversores. Además, estos pueden tener un papel determinante en la descarbonización, no solo para la red eléctrica, sino también para la cogeneración en el ámbito de aplicaciones industriales que tradicionalmente emiten grandes cantidades de emisiones de efecto invernadero, como la producción de hidrógeno.

REFERENCIAS

- [1]. R. Rosner, S. Goldberg, and J. Hezir, "Small Modular Reactors - Key to Future Nuclear Power," *Univ. Chicago*, no. July, p. 73, 2011, [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/12/f27/ECON-SMRKeytoNuclearPowerDec2011.pdf>.
- [2]. International Atomic Energy Agency (IAEA), "Advances in Small Modular Reactor Technology developments," *A Suppl. to IAEA Adv. React. Inf. Syst. 2020 Ed.*, p. 354, 2020, [Online]. Available: <http://aris.iaea.org/>.
- [3]. IAEA, "Industrial Applications of Nuclear Energy," *IAEA Nucl. Energy Ser.*, 2017.
- [4]. IAEA, "Non-Electric Applications of Nuclear Power : Seawater Desalination , Hydrogen Production," no. April, pp. 16–19, 2007.
- [5]. R. Candeli, E. Arndt, and H. Barnert, "Status of the high-temperature reactor (HTR) - applications," *Nucl. Eng. Des.*, vol. 121, pp. 249–258, 1990.
- [6]. K. Kunitomi, S. Katanishi, S. Takada, X. Yan, and N. Tsuji, "Reactor core design of Gas Turbine High Temperature Reactor 300," *Nucl. Eng. Des.*, vol. 230, no. 1–3, pp. 349–366, 2004, doi: 10.1016/j.nucengdes.2003.11.028.
- [7]. S. Kasahara *et al.*, "Heat transport analysis in a district heating system applying waste heat from GTHTR300, a commercial design of high-temperature gas-cooled reactor," *Mech. Eng. J.*, vol. 3, no. 3, pp. 15-00616-15-00616, 2016, doi: 10.1299/mej.15-00616.
- [8]. A. E. Finan and A. C. Kadak, "Integration of nuclear energy into oil sands projects," *J. Eng. Gas Turbines Power*, vol. 132, no. 4, pp. 1–8, 2010, doi: 10.1115/1.3098421.
- [9]. D. H. Salimy, "Application of High Temperature Nuclear Reactor for Petrochemical Industry," *Int. J. Eng. Res.*, vol. V7, no. 10, pp. 267–271, 2018, doi: 10.17577/ijer-tv7is100102.
- [10]. C. Fang, Q. Min, Y. Yang, and Y. Sun, "Process heat applications of HTR-PM600 in Chinese petrochemical industry: Preliminary study of adaptability and economy," *Ann. Nucl. Energy*, vol. 110, pp. 73–78, 2017, doi: 10.1016/j.anucene.2017.06.024.
- [11]. R. Pinsky, P. Sabharwall, J. Hartvigsen, and J. O'Brien, "Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems," *Prog. Nucl. Energy*, vol. 123, no. November 2019, p. 103317, 2020, doi: 10.1016/j.pnucene.2020.103317.
- [12]. S. Kubo *et al.*, "A pilot test plan of the thermochemical water-splitting iodine-sulfur process," *Nucl. Eng. Des.*, vol. 233, no. 1–3, pp. 355–362, 2004, doi: 10.1016/j.nucengdes.2004.08.018.
- [13]. K. Kunitomi, X. Yan, T. Nishihara, N. Sakaba, and T. Mouri, "JAEA'S VHTR for hydrogen and electricity cogeneration: GTHTE300C." 2007.
- [14]. Y. Miyamoto, "Present status of HTGR utilization system development in Japan," no. Mill, 2000.
- [15]. X. Yan, K. Kunitomi, T. Nakata, and S. Shiozawa, "GTH-TR300 design and development," *Nucl. Eng. Des.*, vol. 222, no. 2-3 SPEC, pp. 247–262, 2003, doi: 10.1016/S0029-5493(03)00030-X.
- [16]. P. Nikolaidis and A. Poullikkas, "A comparative overview of hydrogen production processes," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 597–611, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.044. ■