

INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE CAPTURA DE CO₂ EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO EN MÉXICO

JAVIER AGUILLÓN MARTÍNEZ

Esta investigación es el resultado de una tesis doctoral de Jordán Pérez Sánchez realizada bajo la dirección del Dr. Javier Aguillón, investigador titular del IIUNAM. Trabajo que se hizo acreedor al segundo lugar del Premio CFE-Fundación UNAM 2018.

El tema surge a raíz de que en la 11ª Conferencia Internacional sobre Tecnologías de Control de Gases de Efecto Invernadero (GHGT-11), que tuvo lugar en la ciudad de Kyoto, Japón en 2012, se estableció que los países deben enfocar sus estudios en la disminución a gran escala de la emisión de gases efecto invernadero en la generación de energía eléctrica. Aparentemente estas medidas acarrearán altos costos. Sin embargo, son numerosas las ventajas que esto representa para el planeta.

El calentamiento global y los daños ambientales están relacionados con las emisiones de CO₂; estas emisiones provocan el llamado gas de efecto invernadero conocido como una amenaza potencialmente grave para el medio ambiente de la Tierra (Lu *et al.* 2015; Shamiri *et al.* 2016). El perfil de emisiones de CO₂ de México está muy inclinado

hacia el transporte, en 2013 representó 32% de las emisiones relacionadas con la energía. A esto le siguió 25% del sector eléctrico, 21% del sector industrial, principalmente en la fabricación de cemento, y 10% de la industria petroquímica.

Según reporte de la IEA (International Energy Agency 2016) las proyecciones indican que la dependencia futura a los combustibles fósiles es inminente, específicamente a la generación de energía eléctrica a través del gas natural, por lo que necesitamos implementar sistemas más eficientes.

La manera más eficiente de producir energía eléctrica en México es por medio de las centrales térmicas de ciclo combinado (NGCC por sus siglas en inglés).

En nuestro país, según reporte de marzo de 2015, tenemos una generación global de alrededor de 54,902 MWe con un aumento aproximado de 10% en comparación con 2002; en la figura 1 se aprecia que las energías renovables incluyen la energía nuclear, geotérmica, eólica, hidroeléctrica y fotovoltaica. El carbón incluye carbón pulverizado doble, además, el gas incluye el ciclo combinado y turbogas.

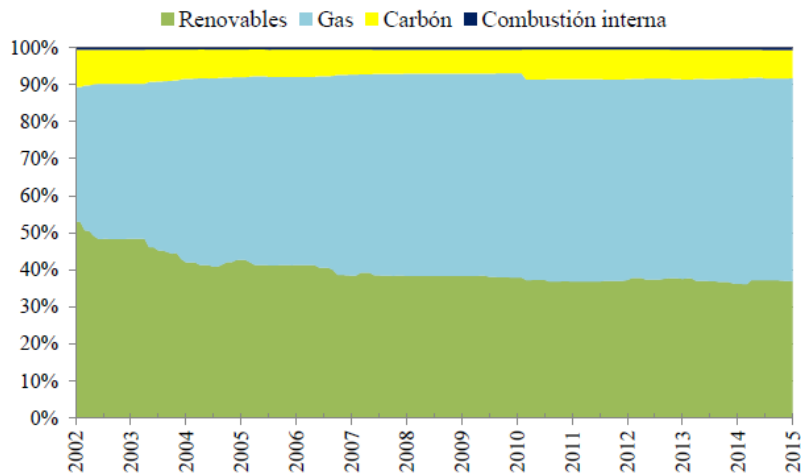


Figura 1. Porcentaje de generación por tipo de combustible desde 2002-2014 (En renovables se incluye Nucleoeléctrica, Geotérmica, Eólica, Hidroeléctrica y Fotovoltaica). Para Carbón se incluye carboeléctrica y Dual, finalmente, para Gas se incluye Ciclo combinado y Turbogás (elaboración propia)

Por su parte, la Comisión Federal de Electricidad publica en 2014 que es prioritaria la integración de los sistemas de captura de CO₂ en plantas de ciclo combinado dentro del concepto de Tecnologías de Generación Limpia¹; a raíz de esta publicación en el Diario Oficial de la Federación 2016 (DOF), se declara que “el país asume el objetivo indicativo o el objetivo aspiracional de reducir para 2020, 30% de las emisiones con respecto a la línea de base; así como una reducción de 50% en las emisiones para 2050 en relación con las emitidas en 2000”.

Con el fin de conocer cuáles son las turbinas más adecuadas para el proceso de captura de CO₂ de acuerdo con las tecnologías usadas en México, el Dr. Aguillón junto con el proyecto doctoral y otros investigadores del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), se dedicaron en primer lugar, al estudio del funcionamiento de las distintas turbinas utilizadas por CFE en la generación de energía eléctrica. Entre las turbinas estudiadas se encuentran tanto las clases F de *General Electric* (GE) (en la actualidad obsoletas) y las de gas de alta eficiencia (ElKady *et al.* 2009; European Commission Joint Research Centre 2009; U. S. Department of Energy 2010a; Olson *et al.* 2014; CB&I Stone & Webster 2015; González-Salazar 2015).

En segundo lugar, se estudiaron las tecnologías de captura de CO₂ con aminas en climas cálidos y tropicales que no habían sido estudiados anteriormente; estas tecnologías deben ser ampliamente estudiadas para poder implementarse en una de las principales fuentes de emisiones de CO₂ como es el caso de la generación de energía eléctrica en México.

De acuerdo con los estudios realizados sobre las turbinas, una vez seleccionada la turbina más adecuada, se procedió a estudiar el comportamiento de los diferentes tipos de tecnologías de captura de CO₂ llamadas aminas, entre las que se encuentran las de recirculación de gases de escape (EGR), las aminas utilizadas en la turbina de gas evaporativa (EvGT), las aminas por combustión suplementaria (SFC), la de combustión externa (EFC), así como los sistemas alternos con reciclado selectivo de gases de escape (S-EGR) e híbridos.

Integración de sistema de captura de CO₂ (EGR)

Adicionalmente, se realizó una investigación sobre las turbinas que existen en México que podrían utilizar aminas: Mitsubishi (15%), Siemens (41%) y General Electric (44%), de las cuales los modelos seleccionados son: M-501 GAC, SGT6-8000H y GE7HA.01 respectivamente. Estos equipos fueron evaluados a través del programa computacional Thermoflex 26[®], con el cuál, se obtuvo el Costo Nivelado de Electricidad (CNE) donde Mitsubishi obtuvo 31.46 USD/MWh, Siemens 31.18 USD/MWh y General Electric 31.05 USD/MWh.

Los resultados del estudio muestran que la turbina General Electric ofrece el Costo Nivelado de Electricidad más bajo y la tecnología de aminas EGR fue el esquema que presentó menor penalización energética al implementar la tecnología de Captura y almacenamiento de CO₂ (CCS por sus siglas en inglés) (ver figura 2).

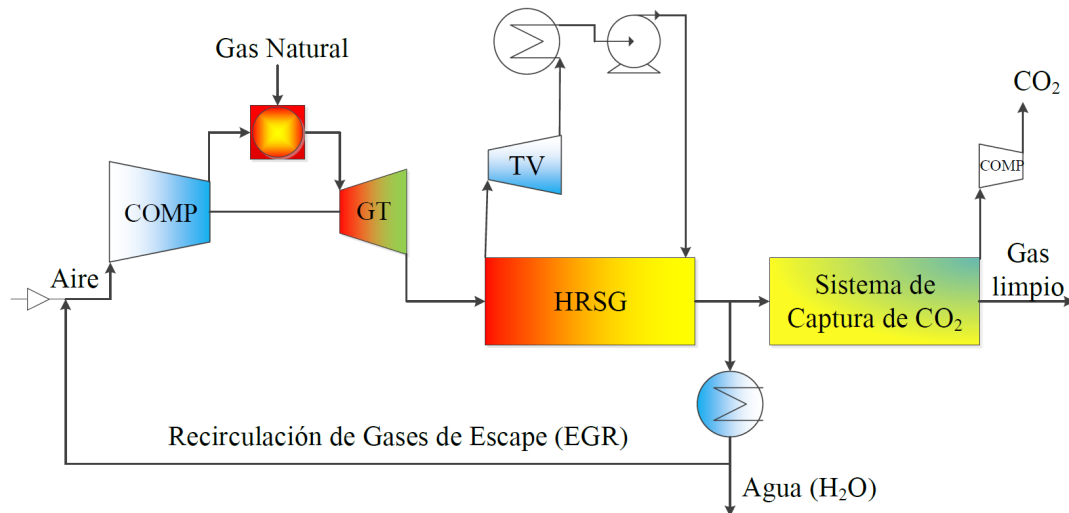


Figura 2. Diagrama simplificado de una NGCC con recirculación de gases de combustión y captura de CO₂, elaboración propia a partir de Merkel *et al.* (2013)

1. También es llamada Nueva Generación Limpia (NGL)

Resultados de la integración del sistema de captura (EGR)

Una vez obtenido el CNE y conociendo la mejor tecnología de captura de CO₂, se procedió a realizar la integración de estos parámetros durante la simulación computacional de escenarios para detectar el precio óptimo de acuerdo con la concentración de CO₂ en los gases de salida. El escenario base fue de 32.94 USD/MWh con una reducción en el CNE hasta de 10 USD/MWh para los escenarios que integran estas tecnologías. Para que esto se dé, hay que aumentar 40% de EGR y el contenido de CO₂ de 4.2 a 7.1% en moles.

Además, el Consumo Específico de Energía Primaria para CO₂ evitado (SPECCA por sus siglas en inglés) mínimo es de 3.18 GJ/tCO₂ para 40% de EGR, en comparación con 3.68 GJ/tCO₂ para NGCC-CCS (ver figura 3).

Conclusiones

Esta metodología también fue probada en sistemas de cogeneración de pequeña escala, donde se comprobó la posibilidad de extrapolar la metodología a sistemas de menor capacidad, así como a la integración de sistemas que utilicen energías renovables.

Los resultados obtenidos en este estudio respaldan el uso de la metodología para la evaluación de tecnologías

NGCC en México. Esto se puede usar en el futuro para obtener un costo de referencia teórico por la implementación del sistema de captura de CO₂ a nuevos sistemas de generación de electricidad.

Los sistemas de producción que emiten emisiones cercanas a cero requieren inversiones iniciales muy grandes, por lo que los sistemas NGCC-CCS de alta eficiencia y bajas emisiones sólo pueden implementarse a través del apoyo gubernamental mediante impuestos al carbono o financiamiento nacional.

Recomendaciones

Con la investigación realizada, se recomienda implementar sistemas de captura de CO₂ a sistemas de generación de ciclo combinado, sólo si cuentan con sistemas de recirculación de gases a 40%, ya que el incremento en el costo de la producción de electricidad fue el menor para los casos con captura. Adicionalmente, en plantas de generación de energía existentes se recomienda implantar la tecnología de CCS, propuesta por el Instituto de Ingeniería de la UNAM, siempre y cuando se pueda implementar en todas las turbinas del sistema.

Se recomienda usar la configuración del sistema de captura de CO₂ estudiada en este trabajo, por su madurez tecnológica, por ser punto de referencia a nivel internacional, así como su fácil comparación con otros sistemas en el mundo.

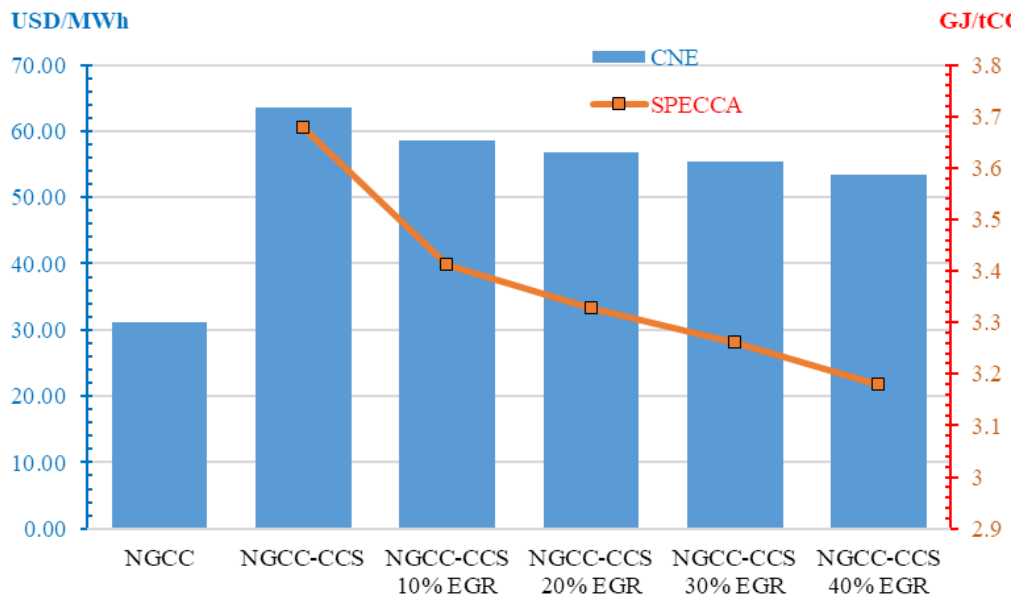


Figura 3. Comparativa del incremento de CNE para el sistema NGCC con captura de CO₂ y sistema EGR con SPECCA, elaboración propia

Referencias

1. CB&I Stone & Webster I. (2015). Assessment of Natural Gas Combined Cycle Plants for Carbon Dioxide Capture and Storage in a Gas Dominated Electricity Market.
2. CFE (2014a). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. POISE 2014-2028.
3. DOF (2016). Ley General de Cambio Climático. 01-06-2016 1-44.
4. Elkady A. M., Evulet A., Brand A., *et al.* (2009). Application of Exhaust Gas Recirculation in a DLN F-Class Combustion System for Postcombustion Carbon Capture. *J Eng Gas Turbines Power* 131:034505. doi: 10.1115/1.2982158.
5. Elkady A. M., Evulet A., Brand A., *et al.* (2009). Application of Exhaust Gas Recirculation in a DLN F-Class Combustion System for Postcombustion Carbon Capture. *J Eng Gas Turbines Power* 131:034505. doi: 10.1115/1.2982158.
6. González-Salazar, M. A. (2015). Recent developments in carbon dioxide capture technologies for gas turbine power generation. *Int J Greenh Gas Control* 34:106-116. doi: 10.1016/j.ijggc.2014.12.007.
7. International Energy Agency (2016). Mexico Energy Outlook Special Report.
8. Lu J. G., Gao L., Wang J. T., *et al.* (2015). Prediction and validation of physical property for a CO₂ capture agent of aqueous (potassium citrate + 2-amino-2-methyl-1-propanol). *J. Nat. Gas. Sci. Eng.* 27:1574-1584. doi: 10.1016/j.jngse.2015.10.025.
9. Merkel T. C., Wei X., He Z., *et al.* (2013). Selective Exhaust Gas Recycle with Membranes for CO₂ Capture from Natural Gas Combined Cycle Power Plants. *Ind. Eng. Chem. Res.* 52:1150-1159. doi: 10.1021/ie302110z.
10. Olson A., Nick S., Kush P., Gabe K. (2014). Capital Cost Review of Power Generation Technologies. *West Electr Coord Counc* 105.
11. Shamiri A., Shafeeyan M. S., Tee H. C., *et al.* (2016). Absorption of CO₂ into aqueous mixtures of glycerol and monoethanolamine. *J. Nat. Gas. Sci. Eng.* 35:605-613. doi: 10.1016/j.jngse.2016.08.072.