

LNG Cold Energy Use in the Puerto Bravo Thermoelectric Power Plant

Herbert Manrique, MSc¹, Victor Pretell, MSc¹, y Williams Ramos, MSc¹

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, hmanrique@uni.edu.pe, vpretellh@uni.edu.pe, wramosv@uni.edu.pe

Abstract– Natural gas can be transported as liquefied natural gas to the final consumption points when pipelines are not feasible, however, this industry faces new challenges as it is increasingly used in the market. One of its main challenges focuses on the use of the cold energy available at the time of its regasification, so as not to discard it into the environment or the seawater. It is possible to use cold energy in a natural gas power generation plant, using it to capture the carbon dioxide generated after combustion. There is a novel process to capture CO₂ in a solid phase that uses less equipment and generates a lower penalty in energy efficiency compared to processes based on CO₂ absorption with amines. This novel process could be used in the Puerto Bravo thermoelectric plant, located in Arequipa, Peru, which operates with B5 Diesel due to the paralysis of the South Peruvian Gas Pipeline project and can be supplied with liquefied natural gas in the coming years. Therefore, this work aims to model the process of carbon capture and storage in a solid phase, previously replacing B5 Diesel with natural gas. In the simulation, the steam cycle was included for better utilization of the combustion gas energy resulting in a net power of 225 MW and a capture of 94% of the CO₂ generated from natural gas combustion. Finally, the penalty on the energy efficiency of the cycle was 4.87%, where only 11.5 MW of power was used in the process of carbon capture and storage.

Keywords-- LNG cold energy, Natural Gas, Simulation, Combined Cycle, CCS.

Aprovechamiento de la Energía Fría del GNL en la Central Termoeléctrica de Puerto Bravo – Perú

Herbert Manrique, MSc¹, Victor Pretell, MSc¹, y Williams Ramos, MSc¹

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, hmanrique@uni.edu.pe, vpretellh@uni.edu.pe, wramosv@uni.edu.pe

Resumen– El Gas Natural se puede transportar en forma de Gas Natural Licuado hacia los puntos de consumo final cuando no es posible construir gasoductos, sin embargo, esta industria enfrenta nuevos desafíos a medida que se utiliza más en el mercado. Uno de sus principales retos se centra en el aprovechamiento de la energía fría disponible al momento de su regasificación, y así no desecharla al ambiente o al agua de mar. Es posible utilizar la energía fría en una planta de generación de potencia a gas natural, empleándola para capturar el dióxido de carbono generado luego de la combustión. Existe un proceso novedoso para capturar del CO₂ en fase sólida que emplea una menor cantidad de equipos y genera una menor penalidad en la eficiencia energética, a comparación de procesos basados en la absorción del CO₂ con aminas. Este proceso novedoso podría ser empleado en la central termoeléctrica de Puerto Bravo, ubicada en Arequipa, Perú, la cual opera con Diesel B5 debido a la paralización del proyecto Gasoducto Sur Peruano y puede ser abastecida con Gas Natural Licuado en los próximos años. Debido a esto, el presente trabajo tiene por objetivo modelar el proceso de captura y almacenamiento de carbono en fase sólida, realizando previamente la sustitución del Diesel B5 con Gas Natural. En la simulación se incluyó el ciclo a vapor para un mejor aprovechamiento de la energía de los gases de combustión, obteniendo una potencia neta de 225 MW y una captura del 94% del CO₂ generado en la combustión del gas natural. Finalmente, la penalidad en la eficiencia energética del ciclo fue de 4.87%, donde solo se utilizó 11.5 MW de potencia en el proceso de captura y almacenamiento de carbono.

Palabras Clave– Energía fría del GNL, Gas Natural, Simulación, Ciclo Combinado, CCS.

Abstract– Natural gas can be transported as liquefied natural gas to the final consumption points when pipelines are not feasible, however, this industry faces new challenges as it is increasingly used in the market. One of its main challenges focuses on the use of the cold energy available at the time of its regasification, so as not to discard it into the environment or the seawater. It is possible to use cold energy in a natural gas power generation plant, using it to capture the carbon dioxide generated after combustion. There is a novel process to capture CO₂ in a solid phase that uses less equipment and generates a lower penalty in energy efficiency compared to processes based on CO₂ absorption with amines. This novel process could be used in the Puerto Bravo thermoelectric plant, located in Arequipa, Peru, which operates with B5 Diesel due to the paralysis of the South Peruvian Gas Pipeline project and can be supplied with liquefied natural gas in the coming years. Therefore, this work aims to model the process of carbon capture and storage in a solid phase, previously replacing B5 Diesel with natural gas. In the simulation, the steam cycle was included for better utilization of the combustion gas energy resulting in a net power of 225 MW and a capture of 94% of the CO₂ generated from natural gas combustion. Finally, the penalty on the energy

efficiency of the cycle was 4.87%, where only 11.5 MW of power was used in the process of carbon capture and storage.

Keywords– LNG cold energy, Natural Gas, Simulation, Combined Cycle, CCS.

I. INTRODUCCIÓN

El gas natural es el combustible fósil que se está utilizando como vector energético hacia la transición a las energías renovables [1]. En un contexto de descarbonización de la matriz energética mundial, el gas natural es la mezcla de hidrocarburos que produce la menor cantidad de emisiones de dióxido de carbono al combustionar; lo que hace recomendable su uso frente a otras fuentes energéticas mucho más contaminantes como el carbón, el petróleo o sus derivados. Existen dos tecnologías maduras que permiten el transporte seguro del gas natural desde los reservorios de producción hacia los lugares de uso final: los Gasoductos y el Gas Natural Licuado (GNL) [2].

El GNL es gas natural llevado a su fase líquida a temperaturas criogénicas de hasta -160°C, reduciendo su volumen en 600 veces y facilitando su transporte en buques metaneros hacia donde se aprovechará este recurso. La cadena de valor del GNL se puede dividir en cuatro etapas: la licuefacción, el transporte, el almacenamiento y la regasificación. La tecnología del GNL es madura, pero recientes estudios han identificado desafíos asociados a cada etapa de la cadena de valor. En particular, la regasificación enfrenta el reto de aprovechar la energía fría contenida en el GNL [3].

El GNL debe ser regasificado para poder ser utilizado como combustible. Esta regasificación se realiza utilizando agua de mar o el aire atmosférico como fuentes de calor. Sin embargo, esta energía se está desperdiciando al ser descargada al aire o al agua de mar. Por esta razón, se han propuesto mecanismos para aprovechar esta energía fría, los cuales pueden ser clasificados en aquellos que generan electricidad y en aquellos que se utilizan en otras industrias [3].

Los mecanismos asociados a la generación de potencia plantean la implementación de ciclos de potencia Bryton o Rankine. Los primeros usarían nitrógeno o helio como fluidos de trabajo, mientras que los segundos podrían usar dióxido de carbono, amoníaco o etanol para generar electricidad. Adicionalmente, se ha planteado que la cadena de GNL se integre con las plantas de generación de potencia a gas natural (plantas termoeléctricas a gas natural) aprovechando la energía fría del GNL para la captura y almacenamiento del dióxido de carbono [3].

La captura del dióxido de carbono luego de la combustión del gas natural se podría dar empleando mecanismos como la

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).

ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).

DO NOT REMOVE

adsorción, la absorción, la separación por membranas o la separación criogénica [4]. Dentro de estas opciones, la absorción del CO₂ empleando monoetanolaminas (MEAs) ha sido la más estudiada gracias a su gran capacidad de absorción. Sin embargo, el proceso de absorción tiene un significativo consumo energético durante la regeneración de la amina, lo que incrementa la penalidad en la eficiencia energética de una central termoeléctrica. Frente a esto, los autores de la referencia [5] plantearon un proceso novedoso que integra el aprovechamiento de la energía fría del GNL y la captura y almacenamiento de carbono solidificando el CO₂ producido en la combustión mientras se regasifica el GNL para su utilización en la central termoeléctrica.

En el Perú se tienen varias centrales termoeléctricas que operan con gas natural, sin embargo, algunas centrales duales se ven obligadas a operar con Diesel B5 debido a que no es posible abastecerlas con gas natural. Este es el caso de la central termoeléctrica de Puerto Bravo, ubicada en Arequipa – Perú, la misma que fue diseñada para funcionar de forma dual (con gas natural o con Diesel), sin embargo, actualmente opera exclusivamente con Diesel B5 a causa de la paralización del proyecto del Gasoducto Sur Peruano [6]. La operación con Diesel B5 tiene grandes desventajas, entre ellas, los altos costos del combustible, el alto precio de la electricidad generada y la gran emisión de gases de efecto invernadero al ambiente [7].

La tesis desarrollada por [7] plantea la oportunidad de abastecer la central de Puerto Bravo con gas natural empleando GNL proveniente de la planta de Licuefacción de Melchorita, obteniendo parámetros económicos adecuados para su implementación. El empleo de GNL abre nuevas posibilidades de adaptación y mejora debido a la energía fría almacenada en este combustible.

En ese sentido, el presente trabajo tiene por objetivo modelar el proceso de generación de energía junto con el aprovechamiento de la energía fría del GNL para la captura y almacenamiento de CO₂ planteado por [4] en la central termoeléctrica de Puerto Bravo. Para ello, primero se estimará la cantidad de gas natural necesaria para sustituir el uso de Diesel B5 en la central de Puerto Bravo y luego se modelará el ciclo simple (turbogas), el ciclo a vapor y el proceso de captura y almacenamiento de carbono en Aspen Hysys. Finalmente, se calculará la penalidad en la eficiencia energética por la implementación de este proceso.

II. METODOLOGÍA

A. Estimación del Consumo de Gas Natural

Para calcular este consumo, se asumirá que la energía que ingresa a la cámara de combustión gracias al Diesel B5 es la misma que ingresará cuando la central opere con gas natural. Esta relación puede escribirse matemáticamente como:

$$Flujo_{Diesel} \times PCI_{Diesel} = Flujo_{GN} \times PCI_{GN} \quad (1)$$

Donde el PCI hace referencia al poder calorífico inferior del combustible expresado en unidades adecuadas, a fin de

que la multiplicación por el flujo resulte en unidades de energía/tiempo. Es importante mencionar que tanto el poder calorífico como las emisiones de CO₂ dependen de la composición del gas natural, por ello, en este trabajo se considerará que el gas natural está compuesto exclusivamente de metano y etano, en la proporción tal que haga que su poder calorífico superior sea igual al poder calorífico superior reportado para el gas natural que consumen otras centrales termoeléctricas de operación dual en Perú. En la TABLA I se presenta el poder calorífico del gas natural que se usa en la central termoeléctrica de Santa Rosa [8], la cual opera con Diesel B5 y gas natural; y también el poder calorífico del metano y del etano reportados en la Tabla B1 del anexo B de [9]:

TABLA I
PODER CALORÍFICO DEL GAS NATURAL Y SUS COMPONENTES

Tipo de Combustible	Poder Calorífico Superior (kJ/sm ³)	Poder Calorífico Inferior (kJ/sm ³)
Gas Natural [8]	39809.00	35913.59
Metano [9]	37706.00	33950.00
Etano [9]	66066.00	60430.00

El poder calorífico del gas natural está relacionado con su composición mediante:

$$PC = \sum y_i PC_i \quad (2)$$

Donde PC hace referencia al poder calorífico (superior o inferior) del combustible, y a la fracción molar y el subíndice i corresponde a cada componente de la mezcla.

B. Modelamiento del Proceso Turbogas

Se empleará la termodinámica de Peng-Robinson para el cálculo de las propiedades termodinámicas en esta parte del proceso. La central termoeléctrica de Puerto Bravo opera empleando un ciclo simple a Diesel, el cual se compone de un compresor, una cámara de combustión y una turbina como se puede apreciar en la Fig. 1. La referencia [10] desarrolló previamente la conversión de la central de Puerto Bravo de Diesel a gas natural, reportando las condiciones de operación detalladas en la TABLA II.

En la misma referencia [10] se puede observar que el ratio de compresión en el compresor es de 15.226 y que el aire y los gases de combustión ingresan al compresor y salen de la turbina a presión atmosférica. Finalmente, el flujo másico de aire se calculará utilizando la herramienta “Adjust ADJ-1” del simulador a fin de asegurar una potencia neta de 176348.8 kW, tal y como lo reporta el estudio de determinación de potencia efectiva [6].

Las reacciones de combustión que ocurren en la cámara se consideran completas y son modeladas mediante reacciones de conversión en el simulador. Estas reacciones son:



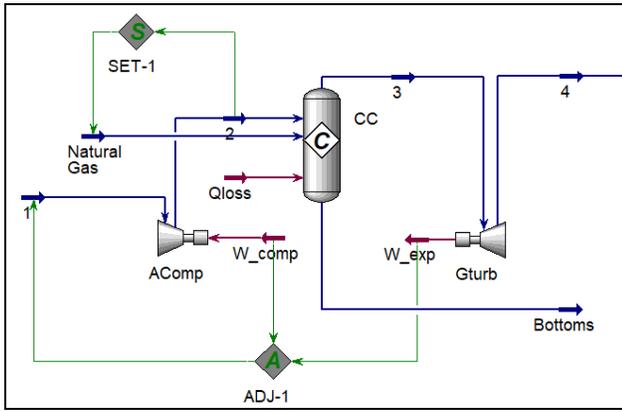


Fig. 1 Representación del proceso Turbogas en Aspen Hysys

TABLA II

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL PROCESO TURBOGAS DETALLADAS EN [10]

Punto	Descripción	Valor
1	Temperatura del aire a la entrada del compresor	20.30 °C
2	Temperatura del aire a la salida del compresor	441.30 °C
3	Temperatura de gases a la salida de la cámara de combustión	1307.85 °C
4	Temperatura de gases a la salida de la turbina	607.00 °C
	Ratio de compresión del compresor	15.226
	Caída de presión en la cámara de combustión	0.00 kPa

C. Modelamiento del Ciclo a Vapor

La central termoeléctrica de Puerto Bravo opera con un ciclo simple, sin embargo, la adición de un ciclo a vapor permite aprovechar de mejor manera la energía contenida en los gases de combustión. Se utiliza la termodinámica ASME para el cálculo de las propiedades del agua y se plantean 3 niveles de presión distintos para la generación de potencia en base a la simulación hecha en [4]. En la TABLA III se mencionan las condiciones de operación más importantes usadas en la simulación del ciclo a vapor y se puede observar este ciclo en la Fig. 2.

TABLA III

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL CICLO A VAPOR

Equipo	Condiciones de operación
Turbina de vapor de alta presión (HPST)	Presión ingreso = 9880 kPa Temperatura ingreso = 565 °C Eficiencia isoentrópica = 87%
Turbina de vapor de media presión (IPST)	Presión ingreso = 2400 kPa Temperatura ingreso = 297 °C Eficiencia isoentrópica = 91%
Turbina de vapor de baja presión (LPST)	Presión ingreso = 400 kPa Temperatura ingreso = 295 °C Eficiencia isoentrópica = 89%
Condensador E-100	Temperatura de ingreso del agua = 25 °C Temperatura de salida del agua = 35 °C Presión de operación = 7.4 kPa
Recuperadores de calor HPSR / IPSR / LPSR	Temperatura de salida de gases de combustión 457 °C / 315 °C / 140 °C

D. Modelamiento del Proceso de Captura y Almacenamiento de CO2 (CCS)

Como se detalló en la parte introductoria, la tecnología más estudiada para la captura del CO2 de los gases de combustión es la que se basa en la absorción con MEA. Sin embargo, este trabajo modelará el proceso novedoso planteado en [4] debido a que requiere una menor cantidad de equipos y posee una menor penalidad en la eficiencia térmica del ciclo. En la Fig. 3 se observa el proceso de captura de carbono, el cual empieza empleando un enfriador con agua que reduce la temperatura de los gases de combustión hasta 30°C con una caída de presión de 42.32kPa (la cual incluye la pérdida de presión en los intercambiadores donde se recuperó el calor de los gases de combustión y el enfriador mismo), para luego pasar a través de un separador flash y un secador para remover la totalidad de agua contenida en los gases. Se comprime nuevamente los gases hasta 100 kPa y se vuelve a enfriar hasta 30°C, luego ingresan al intercambiador criogénico donde se reduce la temperatura hasta -147°C, se separa el CO2 solidificado y la corriente gaseosa se expande en una turbina hasta una presión tal que haga que el gas natural regasificado salga a 20°C, la misma temperatura de ingreso al ciclo simple. Adicionalmente, se especificó que la temperatura de salida del gas natural regasificado y de los gases de combustión exentos de CO2 sea la misma y que el flujo molar de gas natural es el mismo utilizado en el ciclo simple.

E. Penalidad en la Eficiencia del Ciclo Combinado

Las plantas de generación de potencia no poseen un sistema de recuperación de CO2 e implementar este proceso conlleva a una inversión adicional de energía, la cual debe ser tomada necesariamente de la potencia producida [11]. Por tanto, la implementación de un sistema de captura y almacenamiento de CO2 reduce eficiencia global de la planta. De acuerdo con [4], la penalidad en la eficiencia se puede calcular mediante las siguientes ecuaciones:

$$Penalidad = 1 - \eta_{CCGN+CCS} / \eta_{CCGN} \quad (5)$$

$$\eta_{CCGN} = W_{net_CCGN} / Q_{GN} \quad (6)$$

$$\eta_{CCGN+CCS} = W_{net_CCGN+CCS} / Q_{GN} \quad (7)$$

$$Q_{GN} = Flujo_{GN} \times PCI_{GN} \quad (8)$$

Donde los subíndices "CCGN" y "CCGN+CCS" hacen referencia al Ciclo Combinado con Gas Natural y al Ciclo Combinado con Gas Natural y Captura de Carbono, respectivamente. Además, el término W_{net} hace referencia a la potencia neta producida en el ciclo y Q_{GN} a la energía contenida en el gas natural que ingresó al ciclo combinado.

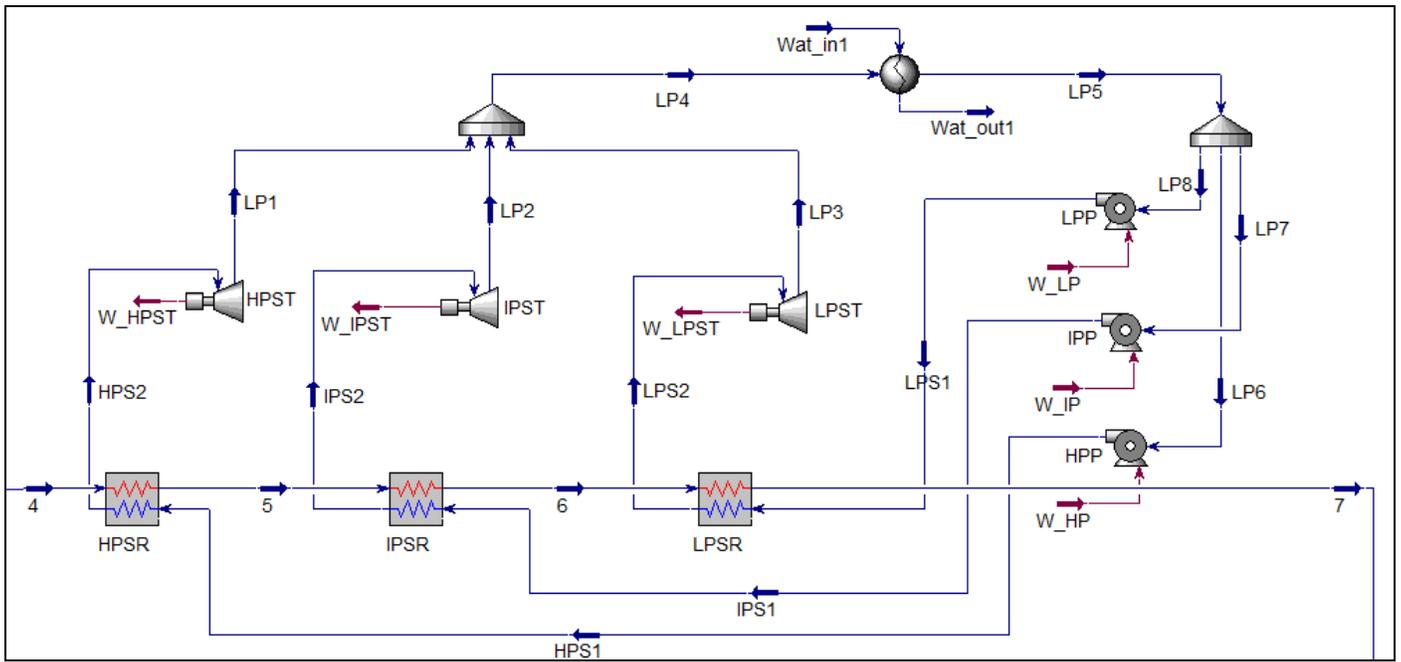


Fig. 2 Representación del ciclo a vapor en Aspen Hysys

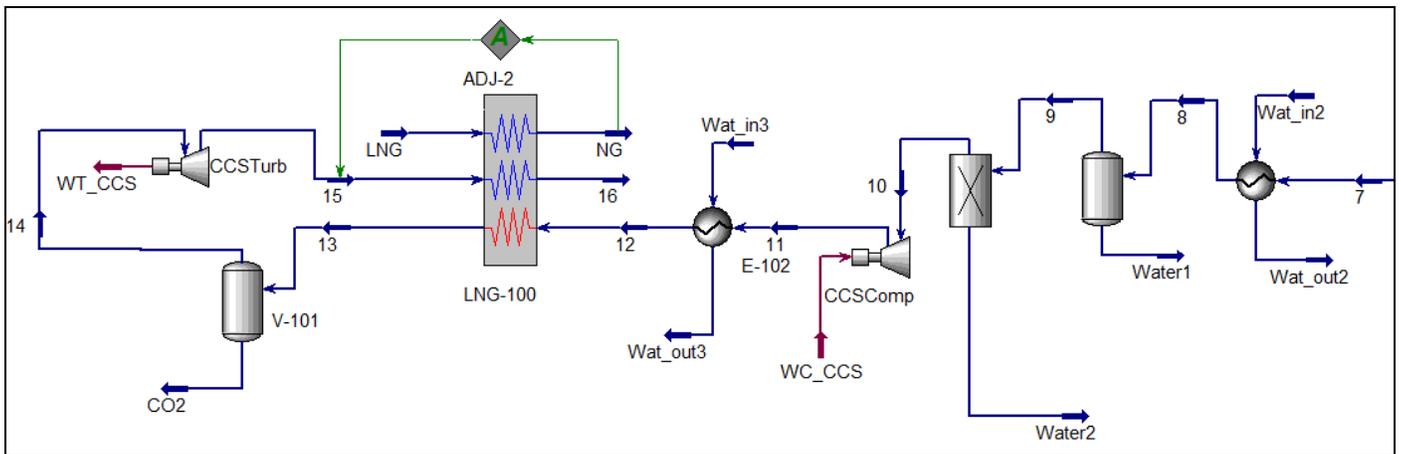


Fig. 3 Representación del Proceso de Captura y Almacenamiento de CO2 en Aspen Hysys

III. RESULTADOS

A. Estimación del Consumo de Gas Natural

En primer lugar, se calculará la composición del gas natural que se usará en la central de Puerto Bravo, ajustando la composición con el poder calorífico superior utilizando (2) y los datos de la TABLA I:

$$y_{CH_4} \times 37706 + (1 - y_{CH_4}) \times 66066 = 39809$$

$$y_{CH_4} = 0.9258$$

Para calcular el flujo de gas natural, es necesario estimar el flujo energético aporta el Diesel B5 a la central. De la referencia [6] se pueden obtener las propiedades mostradas en la TABLA IV:

TABLA IV
CONSUMO Y CARACTERÍSTICAS DEL DIESEL USADO EN LA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA DE PUERTO BRAVO [6]

Consumo Diesel	49740 L/h
Densidad Diesel	0.834 L/kg
PCI Diesel	42915 kJ/kg

Aplicando (1) se calcula el flujo de gas natural:

$$49740 \times 0.834 \times 42915 = Flujo_{GN} \times 35913.59$$

$$Flujo_{GN} = 49570.5 \text{ sm}^3/h$$

B. Proceso Turbogas

Con la información de la TABLA II, además del flujo y composición del gas natural determinado en el inciso anterior, se debe calcular el flujo másico de aire que produzca una potencia neta de 176348.8 kW. Para esto, se implementó la herramienta “ADJ-1” en la simulación, de tal forma que calcule un flujo másico de aire que haga la potencia de la turbina “W_exp” sea exactamente 176348.8 kW mayor que la potencia requerida en el compresor “W_comp” (ver Fig. 4). Finalmente, se obtuvieron los resultados mostrados en la TABLA V.

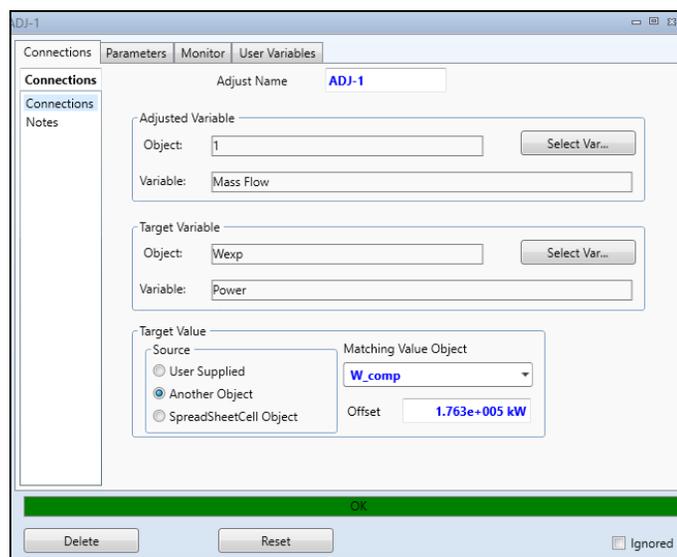


Fig. 4 Ajuste de la herramienta ADJ-1 para el cálculo del flujo másico de aire

TABLA V

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO TURBOGAS

Parámetro	Valor
W_exp	343969 kW
W_comp	167347 kW
Flujo másico Corriente “1”	376.67 kg/s
Flujo másico Corriente “4”	387.16 kg/s
Composición molar Corriente “4”	75.32% (N ₂) / 10.55% (O ₂) / 4.82% (CO ₂) / 9.31% (H ₂ O)

Debido a que se están utilizando las condiciones de operación detalladas en [10], es necesario quitar la especificación de las eficiencias isoentrópicas de AComp y GTurb. Estas resultaron ser 77.818% y 94.256% respectivamente.

C. Modelamiento del Ciclo a Vapor

A diferencia del trabajo realizado en [4], el cual se basa en la referencia [12] y se dan las pautas generales para modelar las plantas de ciclo combinado en Aspen Hysys; en este trabajo se optó por modelar el ciclo a vapor con tres lazos a diferente presión, cada uno constituido por una turbina (LPST, IPST y HPST), una bomba (LPP, IPP, HPP), un intercambiador donde se recupera energía térmica de los gases

de combustión (LPSR, IPSR y HPSR) y un único condensador a baja presión donde todo el vapor de agua retorna a la fase líquida. Debido a que se han especificado los niveles de presión en cada lazo y las eficiencias isoentrópicas de turbinas (ver TABLA III) y bombas (75% por defecto), el flujo másico de vapor en cada lazo es calculado por el simulador directamente. En la TABLA VI se pueden observar los resultados más relevantes del ciclo a vapor.

TABLA VI
RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL CICLO A VAPOR

Parámetro	Valor
Flujo másico vapor de baja “LP3”	26.10 kg/s
Potencia turbina de baja “W LPST”	16361 kW
Potencia bomba de baja “W LP”	14 kW
Flujo másico vapor de media “LP2”	22.32 kg/s
Potencia turbina de media “W IPST”	18955 kW
Potencia bomba de media “W IP”	72 kW
Flujo másico vapor de alta “LP1”	20.50 kg/s
Potencia turbina de alta “W HPST”	25284 kW
Potencia bomba de alta “W HP”	272 kW

D. Captura y Almacenamiento de Carbono

Con las consideraciones detalladas en la sección anterior se puede modelar el proceso de captura y almacenamiento de CO₂ en su totalidad. Empleando la herramienta “ADJ-2” se estima la presión de 15 que haga que la temperatura del GNL regasificado sea igual a la de ingreso al proceso Turbogas (20°C), dando como resultado una presión de 26.69 kPa a la salida de la turbina CCSTurb como se aprecia en la Fig. 5. Se debe mencionar que se especificó en el intercambiador criogénico que las temperaturas de las corrientes 16 y NG son iguales.

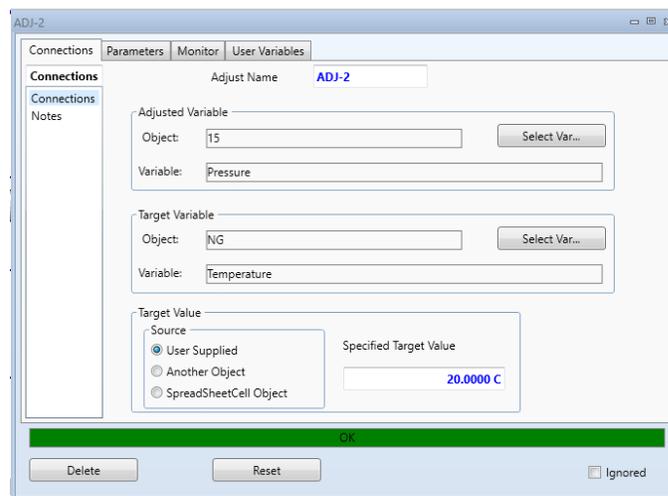


Fig. 5 Especificación del ADJ-2 para ajustar la temperatura del GNL regasificado

Por otro lado, para lograr la separación del CO₂ en fase sólida fue necesario asegurar las condiciones de presión y temperatura adecuadas para su solidificación. En la Fig. 6 se muestra el diagrama de fases del CO₂, en donde se aprecia que a temperaturas menores de -78.5°C el dióxido de carbono

se encuentra en fase sólida a 1 atm. Adicionalmente, utilizando la herramienta “CO2 freeze out” contenida en analizador de corrientes se puede verificar la presencia de CO2 sólido a la salida del separador V-101 (ver Fig. 7).

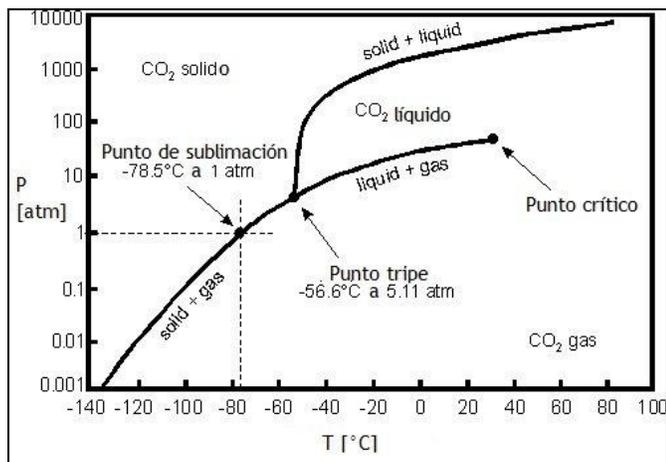


Fig. 6 Diagrama de fases del CO2 [13]

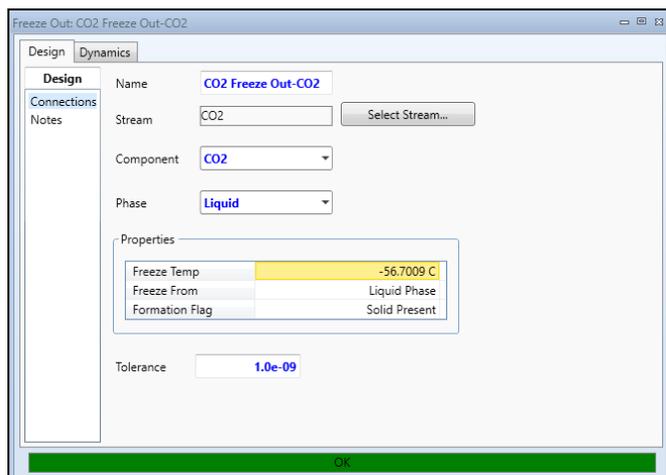


Fig. 7 Freeze Out de la corriente “CO2” para verificar presencia de CO2 sólido

Finalmente, la corriente CO2 a la salida del separador V-101 tiene un flujo de 2227.69 kmol/h de dióxido de carbono, el cual representa un 93.78% de los 2375.56 kmol/h de dióxido de carbono generado por la combustión completa del gas natural.

E. Penalidad en la Eficiencia del Ciclo Combinado

En la TABLA VII se observa el detalle de las potencias producidas y consumidas en cada sección del proceso simulado.

Aplicando (8), (6) y (7) para determinar la eficiencia del ciclo combinado con y sin captura de carbono se tiene:

$$Q_{GN} = 49570.5 \times 35913.59 / 3600 = 494515 \text{ kW}$$

$$\eta_{CCGN} = 236591 / 494515 = 47.84\%$$

$$\eta_{CCGN+CCS} = 225058 / 494515 = 45.51\%$$

TABLA VII
DETALLE ENERGÉTICO DEL PROCESO

Sección del Proceso	Potencia Producida	Potencia Consumida
Turbogas	GTurb 343696 kW	AComp 167347 kW
	HPST 25284 kW	HPP 272 kW
Ciclo a Vapor	IPST 18955 kW	IPP 72 kW
	LPST 16361 kW	LPP 14 kW
	CCSTurb 10704 kW	CCSComp 22237 kW

Por tanto, aplicando (5) para estimar la penalidad en la eficiencia energética:

$$\text{Penalidad} = 1 - 45.51\% / 47.84\% = 4.87\%$$

Con este resultado se muestra que para llevar a cabo la implementación del proceso novedoso de captura y almacenamiento de carbono se necesita una inversión de energía mínima, capturando casi el 95% de las emisiones y reduciendo al máximo la huella de carbono en la planta de generación de potencia. En la Fig. 8 se muestra el flujo global de energía del proceso (Diagrama de Sankey) para una mejor visualización de la transformación energética en cada etapa.

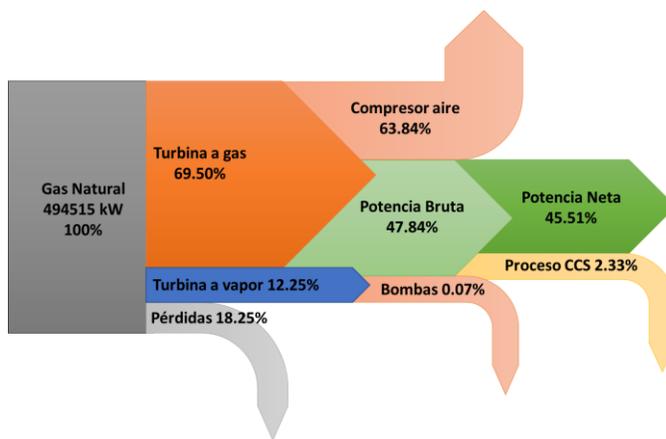


Fig. 8 Diagrama de Sankey del proceso para cada etapa de transformación

IV. CONCLUSIONES

El presente trabajo modeló el proceso novedoso de captura y almacenamiento de carbono propuesto en [4] aplicado a la central termoeléctrica de Puerto Bravo ubicada en Arequipa – Perú. A pesar de que esta central opera con Diesel, está diseñada para operar también con gas natural y es posible abastecerla con gas natural licuado mientras el proyecto Gasoducto Sur Peruano siga paralizado. El modelamiento incluye además el ciclo a vapor para el correcto aprovechamiento energético de los gases de combustión. Como resultado, se obtuvo una potencia neta de 225 MW que representa un 45.51% de la energía que ingresa al ciclo combinado con el gas natural, un consumo energético de 11.5

MW en el proceso CCS que representa un 2.33% de la energía del gas natural y una captura del 93.78% del CO₂ producido en la combustión.

A pesar de los resultados existen etapas del proceso que pueden ser mejoradas. Por ejemplo, se puede mejorar la potencia producida en el ciclo a vapor ajustando los distintos niveles de presión y analizando las temperaturas de salida de los gases de combustión luego de cada intercambiador de recuperación. Además, se requiere un modelamiento más riguroso en el proceso CSS, a fin de determinar las mejores condiciones de presión y temperatura en el intercambiador criogénico que permitan una mayor recuperación de CO₂ y un menor consumo energético en este proceso.

AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen a la Unidad de Investigación de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica de la Universidad Nacional de Ingeniería por el financiamiento del proyecto.

REFERENCIAS

- [1] BP, "Energy Outlook 2023," 2023.
- [2] S. Mokhatab, J. Y. Mak, J. V. Valappil, and D. A. Wood, *Chapter 1 - LNG Fundamentals*. Gulf Professional Publishing, 2014. doi: 10.1016/B978-0-12-404585-9.00001-5.
- [3] I. Lee, J. Park, and I. Moon, "Key Issues and Challenges on the Liquefied Natural Gas Value Chain: A Review from the Process Systems Engineering Point of View," *Ind Eng Chem Res*, vol. 57, no. 17, pp. 5805–5818, 2018, doi: 10.1021/acs.iecr.7b03899.
- [4] Y. Kim, J. Lee, H. Cho, and J. Kim, "Novel cryogenic carbon dioxide capture and storage process using LNG cold energy in a natural gas combined cycle power plant," *Chemical Engineering Journal*, vol. 456, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.cej.2022.140980.
- [5] J. Bao, L. Zhang, C. Song, N. Zhang, M. Guo, and X. Zhang, "Reduction of efficiency penalty for a natural gas combined cycle power plant with post-combustion CO₂ capture: Integration of liquid natural gas cold energy," *Energy Conversion and Management*, vol. 198, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.111852.
- [6] SAMAY I S.A., "Estudio Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación de la Central Térmica Puerto Bravo," Lima, 2018.
- [7] F. D. Cordova García, "Implementación de un Sistema de Regasificación para Abastecer de Gas a las Centrales Térmicas del Nudo Energético del Sur Peruano," Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, 2021.
- [8] COES, "Modo de Operación: UTI_5_GAS." <https://www.coes.org.pe/Portal/FichaTecnica/FichaTecnica/DatosModoOperacion?equicodi=-1&grupocodi=280¢ral=289> (accessed Jan. 30, 2023).
- [9] A. J. Kidnay, A. J. Kidnay, W. R. Parrish, and D. G. McCartney, *Fundamentals of Natural Gas Processing*. 2011. doi: 10.1201/b14397.
- [10] Y. E. Choque Condo, "Conversión del Ciclo Simple con Diésel B5 S-50 a Ciclo Combinado con Gas Natural de la Central Termoeléctrica Puerto Bravo - Arequipa," Universidad Nacional San Agustín de Arequipa, Arequipa, 2018.
- [11] J. Bao, T. Yuan, L. Zhang, N. Zhang, X. Zhang, and G. He, "Comparative study of liquefied natural gas (LNG) cold energy power generation systems in series and parallel," *Energy Conversion and Management*, vol. 184, pp. 107–126, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.01.040.
- [12] Z. Liu and I. A. Karimi, "Simulating combined cycle gas turbine power plants in Aspen HYSYS," *Energy Conversion and Management*, vol. 171, pp. 1213–1225, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.06.049.
- [13] Gustavo Jamie-Muñoz, "Diagrama de fases del dióxido de carbono CO₂." https://www.researchgate.net/figure/Figura-32-Diagrama-de-fase-del-Dioxido-de-carbono-CO-2-19_fig3_265842284 (accessed Feb. 04, 2023).