

Identificación de oportunidades de mejora energético-productivas de una planta de agroquímicos

Identification of opportunities for energy-productive improvement of an agrochemicals plant

G. Valencia-Ochoa  ; A. Morales-Medrano  ; D. Villalda-Castillo 

DOI: <https://doi.org/10.22517/23447214.24764>

Artículo de investigación científica y tecnológica

Abstract— In order to identify and provide a generalized status, very clear guidelines were developed regarding the activities, techniques, procedures, and tools leading to the establishment, implementation and continuous improvement of the plant's energy consumption management system, which has allowed guiding the organization to a systematic approach to achieve energy performance involving efficiency, safety, use and consumption of energy. The work carried out has allowed the company to identify the savings potentials of the company, in addition to knowing what is the action plan that will allow the company to continuously reduce the cost of energy consumption and the production of greenhouse gas emissions. Finally, a detailed review of the company's current capabilities is carried out, where strengths and weaknesses are identified with a view to the implementation of an Energy Management System based on ISO 50001:2018, an exercise built with the participation of key personnel of the company, in the company of energy managers, finding favorable aspects regarding communication between areas, staff training, management systems and energy planning, among others.

Index Terms— Energy Characterization, Energy Performance Energy Planning, Greenhouse Effect, Improvement Opportunities,

Resumen— Con el objetivo de identificar y de brindar un estado generalizado, el presente artículo desarrolla pautas referentes a las actividades, técnicas, procedimientos y herramientas conducentes al establecimiento, implementación y mejoramiento continuo del sistema de administración del consumo de energía de la planta. Estas pautas a su vez, organizan un enfoque sistemático para lograr un desempeño energético que involucra eficiencia, seguridad, uso y consumo de la energía. El trabajo realizado ha permitido descubrir los potenciales de ahorro y saber cuál es el plan de acción que le permitirá a la compañía reducir continuamente costo del gasto energético y de la producción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Finalmente, se realiza una revisión detallada de las capacidades actuales de la empresa, identificando fortalezas y debilidades con miras a la implementación de un Sistema de Gestión de Energía basado en la norma ISO 50001:2018, ejercicio construido con la participación del personal clave de la empresa, junto con los gestores energéticos, encontrando aspectos favorables tales como el proceso

comunicativo entre las áreas, la capacitación del personal y los sistemas de gestión y de planificación energética.

Palabras claves— Caracterización Energética, Desempeño Energético, Efecto Invernadero, Oportunidades de Mejora, Planificación Energética.

I. INTRODUCCIÓN

EN los últimos 150 años, el creciente aumento del consumo de la producción industrial ha ocasionado una aceleración del cambio climático, esto debido a la producción de gases del efecto invernadero, impulsados en su mayor parte por el carbón, por el petróleo y por otros combustibles fósiles [1]. La deforestación, la expansión industrial y la intensa agricultura también han contribuido a aumentar las emisiones anteriormente mencionadas en la atmósfera [2].

Existen en la actualidad dificultades ambientales que conllevan a tomar medidas inmediatas [3]. A parte de los daños provocados por el hombre, la alta producción de energía – la cual libera al ambiente el 68% del total de emisiones de gas – también hace parte de las causales. Como prevención conjunta por ejemplo, se firmó en 1997 el Protocolo de Kyoto, comprometiendo a los países firmantes a reducir las emisiones de gases [4]. Para lograr este objetivo, colaboraron representantes técnicos y normativos de los 56 países miembros del acuerdo, estipulando los estándares mínimos de emisión, que llevarían al mejoramiento de la gestión de la energía. La firma de este protocolo efectivamente contribuyó a la reducción de las emisiones de CO₂ durante la primera década [5].

Otra de las medidas preventivas para contribuir a la disminución de gases es lo que se conoce como sistema de gestión de la energía (SGEn), el cual trae consigo una cultura de uso racional y eficiente de la energía, enmarcado dentro del cumplimiento de requisitos legales y de reducción de emisiones de gases contaminantes [6]. En este sentido, la combinación de distintos sistemas de energía se ha convertido en un tema clave dentro de los círculos políticos de los diferentes países a la hora

Este manuscrito fue sometido el 19 de junio de 2021, aceptado el 14 de julio de 2023 y publicado el 20 de septiembre de 2023

G. Valencia-Ochoa trabaja en la facultad de ingeniería de la Universidad del Atlántico, Ing. Mecánico, Magister en Ingeniería, Doctor en ingeniería, e-mail guillermoevalencia@mail.uniatlantico.edu.co

A. Morales-Medrano, Ing. Químico, Especialista y Magister en Gestión Energética, e-mail amorales@monomeros.com.co

D. Villalda-Castillo, Ing. Agroindustrial, Magister en ciencia y Tecnología de los Alimentos, Profesora del departamento de Ingeniería de la Universidad Francisco de Paula Santander e-mail doraclemeenciavc@ufps.edu.co



de preparar sus planes para cumplir las directrices del acuerdo de Kyoto. Por ejemplo, en las recientes negociaciones de Bonn para la aplicación del Acuerdo de París [7], el presidente Emmanuel Macron, de Francia presentó un plan detallado para su país que incluyó el cierre de todas sus centrales eléctricas de carbón para el año 2021 y la prohibición de todas las nuevas centrales eléctricas y de las exploraciones de fuentes de combustibles fósiles en sus territorios [8].

Desde lo empresarial por otra parte, en el año 2011 la publicación de la norma ISO 50001:2018 permitió estandarizar los requerimientos necesarios para las empresas, mediante una metodología que propuso una mejora continua de la eficiencia energética y una disminución de las emisiones de gases a la atmosfera [9].

Tras el creciente agravamiento de las condiciones ambientales del planeta, se proponen esfuerzos conjuntos mediante la optimización de los procesos utilizados en la industria; los planes de bienestar de los gobiernos; y el protocolo de Kyoto con el cual se mantienen los niveles mínimos de incremento de la temperatura media [7].

A parte de estos esfuerzos, el hombre también ha tornado su atención en adelantar trabajos investigativos enfocados a la contextualización e implementación de la norma NTC-ISO 50001:2018 en todos los sectores y en implementar un sistema con una metodología de PHVA (planear, hacer, verificar, actuar) [9]. Esta metodología de evaluación energética desarrollada integra el aspecto de reducción de energía con los requisitos de revisión a objetivos, metas y planes de acción de la norma, permitiendo así que se reduzcan los tiempos y otros recursos necesarios para facilitar la implementación de la norma [10].

En la actualidad, en la industria nacional se están llevando a cabo investigaciones en todos los sectores con el fin de lograr avances en el desarrollo y estudio de la eficiencia energética de las industrias, así como para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones a la atmósfera. Como resultado, los esfuerzos para implementar la norma NTC-ISO 50001 están evolucionando de acuerdo con el crecimiento industrial del país. Actualmente, dicha implementación se está llevando a cabo en industrias específicas [11]. El objetivo de esta investigación es proporcionar un punto de partida para lograr la implementación de la norma en una planta de agroquímicos, así como transmitir las acciones y oportunidades de mejora a otras industrias similares.

Este estudio ha permitido identificar las áreas involucradas en el desarrollo del producto y los equipos especializados en una planta productora de agroquímicos. Además, se han obtenido los potenciales de ahorro de la empresa y se ha propuesto mejoras para reducir el consumo asociado a la producción y mejorar la gestión en las prácticas operativas de cada proceso.

En este sentido, se ha llevado a cabo una caracterización del uso de energía térmica y eléctrica. Se realizaron análisis utilizando la información histórica proporcionada por los departamentos de operación y mantenimiento. Esto ha permitido establecer una ruta de medición y estudio de los parámetros de operación de los usos significativos identificados. Estos parámetros han sido evaluados mediante

equipos especializados, con el objetivo de generar un benchmarking del estado actual y determinar los potenciales de mejora para lograr la máxima eficiencia en el uso de los recursos en esta línea de producción.

II. METODOLOGÍA

A. Normatividad en Gestión Energética

1) EN 16001: 2009

La norma EN 16001:2009 es un estándar de gestión de energía desarrollado por el British Standards Institute. Su objetivo es integrar la gestión de la energía en la estructura empresarial, permitiendo a las organizaciones el ahorro de la misma, reducir sus costos y mejorar tanto la eficiencia energética como el rendimiento empresarial. El enfoque principal de esta norma es lograr una mejora continua en el rendimiento energético. La norma EN 16001: 2009 ofrece una gama de posibles metodologías que podrían utilizarse tanto para satisfacer el estándar como para garantizar el desarrollo y el funcionamiento de un sistema de gestión de la energía efectivo y documentado. Esta norma no establecerá ningún requisito de rendimiento energético ni garantiza resultados óptimos de energía [9].

2) ANSI / MSE 2000: 2008

American National Standards Institute (ANSI) / Sistema de gestión de energía (MSE) 2000: 2008 es una norma de gestión de energía desarrollada por el Instituto de Tecnología de Georgia. Esta norma define los requisitos para los sistemas de gestión de energía que ayudan a una organización a adoptar un enfoque sistemático hacia la mejora continua en el rendimiento energético. Según la norma, el rendimiento energético puede incluir la reducción de la intensidad energética, el aumento del uso de recursos de energía renovable y la reducción de los costos de energía. Este sistema de gestión cubre el suministro, la demanda, la confiabilidad, la compra, el almacenamiento, el uso y la eliminación de los recursos energéticos primarios y secundarios. De acuerdo con esta norma, las organizaciones

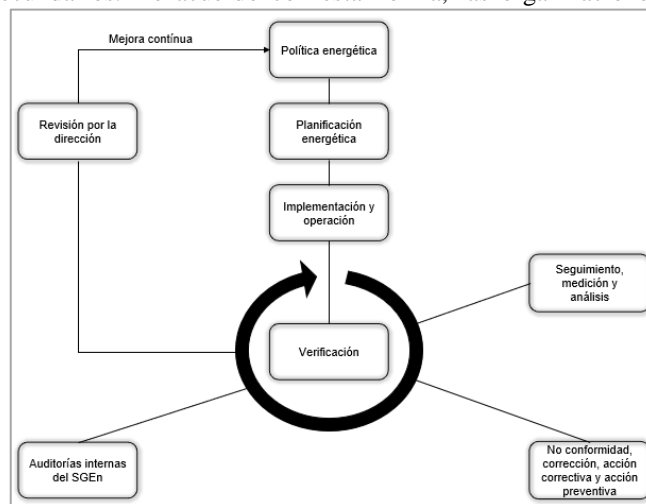


Fig. 1. Modelo de sistema de gestión de la energía según la norma ISO 50001:2018 [12].

deben especificar objetivos razonables de mejora del rendimiento en función de su proceso de planificación de la gestión de la energía. ANSI / MSE 2000 se utilizó como uno de los recursos para desarrollar el estándar de gestión de energía ISO 50001:2018 [9].

3) ISO 50001:2018.

La norma ISO 50001:2018 especifica los requisitos aplicables al uso y consumo de energía, incluidas las prácticas de medición, documentación e informes, diseño y adquisición de equipos, sistemas, procesos y personal que contribuyen al rendimiento energético, como se muestra en la Fig. 1. Esta norma proporciona una metodología para la mejora continua del rendimiento energético sin especificar explícitamente ningún criterio de rendimiento que deba satisfacerse con respecto a la energía. Este estándar se basa en el marco de mejora continua de Planificar-Hacer-Verificar-Actuar (PHVA) en el contexto de la gestión de la energía [9].

B. Importancia de la norma ISO 50001:2018

Uno de los principales objetivos de la aplicación de la norma ISO 50001:2018 es permitir el mejoramiento continuo a nivel de desempeño energético en cualquier instalación. Ninguno de los procedimientos de evaluación de energía puede satisfacer completamente los lineamientos de la norma de gestión de energía ISO 50001:2018. Por lo tanto, existe una necesidad real de procesos de evaluación de energía que aborden directamente la norma ISO 50001:2018. La Fig. 2; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.;** **Error! No se encuentra el origen de la referencia.;** **Error! No se encuentra el origen de la referencia.;** proporciona los requisitos específicos de la sección de planificación energética de ISO 50001:2018.

C. Evaluación Energética según ISO 50001:2018

El objetivo de un Sistema de Gestión Energética según ISO 50001:2018 es, en particular, mejorar el rendimiento energético de una organización. Esto significa alcanzar resultados mensurables de eficiencia energética, uso de energía y consumo de energía [12].

La norma ISO 50001:2018 está organizada en sistemas de gestión existentes. Se basa en el proceso de mejora continua siguiendo el ciclo PHVA y la integración de la gestión energética en las operaciones diarias de la organización como se presenta en la Fig. 3.

La categoría probablemente más importante es la planificación energética, que conduce a actividades de mejora continua de la eficiencia energética. Además, el estándar proporciona declaraciones sobre qué hacer para implementar con éxito un Sistema de Gestión Energética.

La organización determina el grado de alcance y el calendario del proceso de mejora continua en su totalidad discreción. Se basa en los principios económicos, tecnológicos y de desarrollo de la tecnología. otras consideraciones. Asegurar la mejora continua, sin embargo, todos los locales y actividades de la organización deben ser documentados y observados.



Fig. 2. Requerimientos del Sistema de Gestión Energética de acuerdo con la norma ISO 50001:2018 [13].

1) Planificación

En esta etapa se completan las evaluaciones energéticas, determinando algunos factores entre los que se incluyen la línea

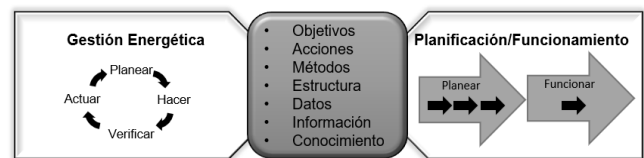


Fig. 3. Integración de la Gestión Energética [12].

de base energética, los indicadores de rendimiento energético, los objetivos energéticos estratégicos y operativos y los planes de acción.

2) Implementación

En esta etapa se establecen los planes de acción para la implementación del sistema.

TABLA I
OPORTUNIDADES DE MEJORA Y EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA IDENTIFICADAS EN LA PLANTA

Oportunidad identificada	PO	MSEP	RT	Ahorro mensual estimado (MMBTU)	Ahorro mensual estimado (pesos)
Reemplazo de la caldera de 57 Tm/h por una de 16 Tm/h			x	4,347	68 MCOP
Programa de mantenimiento de las trampas de vapor	x			1,151	18 MCOP
Recuperación de condensados	x			2,301	36 MCOP
Reemplazo de turbinas por motores eléctricos			x	2,301	36 MCOP
Reemplazo del chiller de absorción por un chiller eléctrico			x	5,754	90 MCOP
Reemplazo del compresor de aire de instrumentos			x	256	4 MCOP
Reemplazo de luces fluorescentes por luces led			x		A definir
Obtención de energía fotovoltaica para las áreas administrativas de la empresa			x	639	10 MCOP
Programa de aislamiento de las líneas de vapor	x			2,301	36 MCOP
Aumento de producción del vapor de cogeneración			x	7,032	110 MCOP
Reemplazo de motores actuales por motores de alta eficiencia			x		A definir
Eliminación de cabezales de vapor fuera de servicio	x			2,301	36 MCOP
Re-compresión mecánica o térmica del vapor de los sistemas de evaporación.			x	19,818	310 MCOP
Precalentamiento del aire de combustión del horno DX-1531 con los gases residuales de combustión			x	9,590	150 MCOP

PO: Prácticas operacionales; MSEP: Modificación de sistemas energético-productivos; RT: Reconversión Tecnológica.

3) Monitoreo

En esta etapa se pueden monitorear, medir y documentar los procesos relacionados con la energía. requisitos para la implementación, mantenimiento y mejora del sistema.

III. RESULTADOS

A. Identificación de las oportunidades de mejora energética

Con base en los resultados obtenidos de la evaluación energética, se han identificado las posibilidades de perfeccionamiento que se detallan en la Tabla I. Se puede apreciar que estas oportunidades de mejora se centran en los equipos de mayor consumo dentro de la instalación, aquellos que no se ajustan adecuadamente a los procesos debido a su tamaño excesivo, así como los que presentan un estado deficiente, lo que afecta directamente el óptimo funcionamiento energético de la planta. Con el objetivo de mejorar la eficiencia energética y lograr un rendimiento económico más favorable, en la siguiente sección se ofrece una evaluación técnico-económica de los proyectos basada en las oportunidades de mejora que generan un mayor impacto en el sistema.

B. Proyecto de mejora: Reemplazo de trampas de vapor

Utilizando los balances de materia y energía en la red de distribución de vapor, se ha logrado estimar la cantidad de pérdidas que oscilan entre 4 y 5 Tm/h de vapor. Esta cifra se limita durante la operación del Complejo sin la caldera de alta presión, momento en el cual se detectó un déficit de vapor de 4,4 Tm/h.

Es importante destacar que siempre ha habido pérdidas en el sistema de distribución de vapor, pero la continua liberación de vapor no permite determinar con precisión el nivel de pérdida. Además, esta condición de liberación no justificaba la implementación de ningún proyecto de recuperación de vapor o condensado, ya que solo aumentaría las liberaciones. Sin embargo, con la puesta en marcha del servicio del K-521/6, se eliminó la liberación continua de vapor, lo que ha permitido llevar a cabo los aviones de optimización de la red de distribución de vapor.

1) Identificación de las pérdidas

El entendimiento de las diferentes formas de pérdida de calor es crucial para evaluar las posibilidades de mejora, ya que permite determinar la importancia relativa de los distintos mecanismos de pérdida de energía. Esto a su vez facilita la priorización de las causas más relevantes de las pérdidas energéticas.

En este informe se mencionan las pérdidas de vapor ocasionadas por fugas, trampas defectuosas y la falta de recuperación de condensados. Estas pérdidas son fácilmente identificables y corregibles debido a su naturaleza evidente.



Fig. 4. (a) Trampa de vapor en mal estado. (b) Fuga de válvula de exhosto

a) *Pérdidas de trampas de vapor*

Forman parte del conjunto de pérdidas evidentes, ya que no se requiere el uso de instrumentos para detectarlas. La Fig. 4 presenta una serie de fotografías que ilustran trampas con un funcionamiento deficiente. Estas trampas fueron seleccionadas debido a su importancia en los cabezales de vapor y al hecho de que no descargaron hacia los cabezales de retorno de condensados.

La Tabla II exhibe las pérdidas de vapor provocadas por una única trampa defectuosa en cada uno de los cuatro cabezales. Este tipo de mal funcionamiento, conocido como "Leaking" y que es común en las trampas termodinámicas utilizadas en el Complejo, ha sido documentado.

Se puede observar que únicamente cuatro trampas directas, "una en cada cabezal", generan pérdidas anuales cercanas a los USD 62.334. Esto resalta la importancia de tener en cuenta que la planta de servicios industriales cuenta con un total de 200 trampas, lo que sugiere que el potencial de pérdidas económicas es significativo.

b) *Eliminación de cabezales de vapor de líneas de fuera de servicio*

Después de llevar a cabo el cierre y las pruebas en las líneas de distribución, se emitió una recomendación formal para bloquear las líneas que estaban fuera de servicio. Hasta ahora, se han realizado la mayoría de los recortes de los cabezales de vapor, pero es crucial completar esta actividad de manera rápida. Las estimaciones iniciales indican que existe un

potencial de ahorro cercano al 25% de las pérdidas térmicas de los cabezales, por lo tanto, es necesario llevar a cabo esta tarea en su totalidad lo más pronto posible.

Según se muestra en la Tabla III, las pérdidas térmicas de los cabezales de alta generan una pérdida anual de USD 60,466 debido únicamente a la transferencia de calor al medio. Se estima que al eliminar los cabezales fuera de servicio, se lograría una reducción del 25% en estas pérdidas. Esto implicaría un ahorro anual de USD 15.116 solamente en los cabezales de alta.

C. *Proyecto de mejora: Reducción del consumo de gas natural del complejo, por optimización en la generación de aire de instrumentos*

Después de que el tren de Caprolactama saliera de servicio, se identificó una oportunidad para reducir el consumo de gas natural en el Complejo. Esta oportunidad se encontró al utilizar los compresores K-521/26, que originalmente eran utilizados como compresores de aire en la planta de Ciclohexanona, para generar el aire de instrumentos del Complejo. Anteriormente, este servicio era provisto por el compresor K-003, que era accionado por una turbina de vapor. El vapor de escape de esta turbina se dirigió al cabezal de media presión a una presión de 12 kg/cm². Sin embargo, este vapor se aprovechaba solo parcialmente, lo que requería ventilar parte del vapor producido. Esta operación ineficiente resultó en pérdidas estimadas de 117.824 USD/año.

En la IV y la tabla V se describen los resultados obtenidos

TABLA II
RESUMEN DEL CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR TRAMPAS EN MAL ESTADO

CÁLCULOS				
Datos de entrada:	Vapor de alta	Vapor de extracción	Vapor de media	Vapor de baja
Tamaño de la trampa "pulgadas"	3/4	1/2	1/2	1/2
Tipo de falla	Leaking "LK"	Rapid cycling "RC"	Rapid cycling "RC"	Rapid cycling "RC"
Presión de la línea P _{in,t} (psig)	600	228	171	71
Presión del condensado P _{out,t} (psig)	0	0	0	71
Número de horas de operación "h _{t,y} "	8760	8760	8760	8760
Cálculos intermedios:				
P _{out,t} ≥ P _{in,t} /2 ?	No	No	No	No
P _{out,t}	300	113,76	85,32	35,55
FT	0,25	0,20	0,20	0,20
FS	0,90	0,90	0,90	0,90
CV	12,43	5,53	5,53	5,53
Resultados:				
Pérdidas horarias de vapor L _{t,y}	330 kg/hora	45 kg/hora	33 kg/hora	14 kg/hora
Pérdidas anuales de vapor L _{t,y}	2891 Tm/año	390 Tm/año	293 Tm/año	123 Tm/año
Cálculo económico				
Costo actual del vapor "USD/Tm"	16,86	16,86	16,86	16,86
Costo anual de las pérdidas "USD"	USD 48,738	USD 6,583	USD 4,942	USD 2,071
Total	USD 62,334			

TABLA III
RESUMEN DE LAS PERDIDAS ENERGÉTICAS EN LOS CABEZALES DE VAPOR DE ALTA

Concepto	Cabezal de alta nuevo	Cabezal de alta viejo	Total
Calor perdido (Btu/h)	384,021	287,386	767,406
Equivalencia del calor perdido en toneladas de vapor (Tm/h)	0,235	0,176	0,411
Costo anual generado por las pérdidas de calor (USD/año)	34,573	25,893	60,466

TABLA IV
CONSUMO MEDIO DE GAS NATURAL CON EL COMPRESOR K-003.

Compresor	Mes	Gas [KPCD]	Prod 15-15-15
K-003	Febrero	5262	1175
	Marzo	5292	1110
	Abril	5261	1088
	Mayo	5267	1085
	Junio	5218	1092
	Julio	5203	1205
Promedio		5242 KPCD	1129 Tm

TABLA V
CONSUMO MEDIO DE GAS NATURAL CON EL COMPRESOR K-521

Compresor	Mes	Gas [KPCD]	Prod 15-15-15
K-521	Septiembre	5217	1130
	Octubre	5148	1118
	Noviembre	5067	1168
Promedio		5141 KPCD	1148 Tm

mediante la modificación del funcionamiento de los

TABLA VI
PRODUCCIÓN DE VAPOR DE ALTA EN EL COMPRESOR K-003 EN SERVICIO

Mes	Vapor de alta
Marzo	746,87
Abril	686,93
Mayo	667,00
Junio	744,30
Julio	682,32
Promedio	705,48 Tm/día

compresores descrita anteriormente, alcanzando la reducción de

TABLA VII
PRODUCCIÓN DE VAPOR DE ALTA EN EL COMPRESOR K-003 EN SERVICIO

Mes	Vapor de alta
Septiembre	653,60
Octubre	658,68
Noviembre	657,14
Promedio	656,47 Tm/día

gas natural del Complejo, permitiendo observar el rendimiento energético de los distintos resultados de los escenarios.

Según los datos de consumo promedio, se ha logrado una

reducción de 101 KPCD (millas de pies cúbicos por día) en el consumo de gas natural desde la puesta en marcha del compresor K-521. Esto equivale a un ahorro económico de 187.275 USD/año. Cabe destacar que existen escenarios específicos que generan beneficios económicos aún mayores debido a la puesta en marcha de este compresor. Esto se evidencia especialmente cuando ciertas plantas que utilizan vapor como medio de calentamiento, como NPK, TCP y SoluNKP, se encuentran fuera de servicio.

Estos resultados muestran claramente los beneficios económicos obtenidos al implementar el compresor K-521, tanto en términos de reducción del consumo de gas natural como en el aprovechamiento eficiente de otros medios de calentamiento disponibles en el Complejo.

1) Reducción en la generación del vapor de alta

De manera análoga al análisis de la reducción del Gas Natural, se compararon las producciones de vapor de la caldera de planta de fuerza, obteniendo los siguientes resultados como se observan en las tablas VI y VII.

Al observar los dos períodos analizados, se evidencia una reducción neta de 2.042 Tm/h en la generación de vapor de alta presión por parte de la caldera de la planta de servicios industriales.

Estos resultados indican una disminución significativa en la producción de vapor de alta presión durante el periodo de análisis. Esto puede atribuirse a las mejoras implementadas en el sistema, que han permitido optimizar y reducir el consumo de vapor en la caldera de la planta de fuerza.

D. Proyecto de mejora: Modificación de caldera acuotubular para operar en un rango de 12 a 38 TMH.

En el escenario operativo actual, el mínimo consumo de gas natural en el complejo se da al operar con una sola caldera a una generación de 20 Tm/h de vapor. Sin embargo, actualmente la carga mínima de vapor que se puede obtener es de 28 Tm/h.

Debido a la anterior limitación, si el complejo requiere operar a 20 Tm/h, se debe operar la Caldera a la mínima carga posible actual de 28 Tm/h y ventear 8 Tm/h para suministrar el vapor requerido. El venteo de 1 Tm de vapor de alta tiene un costo de 22 USD. De este modo, el costo asociado a la limitación de la caldera 4 puede llegar a representar hasta 4.224 USD/día.

Se ha identificado que la limitación de las calderas para obtener menores cargas consiste en que no es posible disminuir el flujo de aire por debajo de 17.000 ACFM, correspondiente al flujo de aire requerido para producir 28 Tm/h de vapor de alta, ya que el dämper de control ubicado en la succión del soplador de la caldera se encuentra completamente cerrado a esta condición y actualmente no existe otra manera de disminuir el flujo de aire distinta a la manipulación del dämper. Por lo tanto, en el presente documento se propone una solución técnica para solventar esta limitación en la Caldera en cuanto a requerimiento de aire, con el fin de poder disminuir la producción de vapor en la misma y así optimizar el consumo de gas natural del Complejo.

1) Limitación actual de flujo de aire de la caldera

La caldera de generación de vapor de alta presión fue

diseñada y fabricada para una producción nominal de vapor de 125.000 lb/h (57 Tm/h) @ 42 kgf/cm²g y 385 °C. De las tres calderas es la única cuyo soplador opera con motor de 460 V, ya que los de las Calderas 1 y 2 son de 660 V.

El soplador es modelo "AIRFOIL – DESIGN 1904 – SIZE 3612 – DIDW – 105% WIDTH – W/O EVASE" de la firma Chicago Blowers. Se observa que el soplador fue diseñado para un flujo máximo de 46,855 CFM y presión de descarga de 17,74 INWG que equivale a una generación de vapor de 78 Tm/h (margen de seguridad del 37% con respecto al aire requerido para la producción de vapor nominal de la Caldera).

El flujo de aire requerido para las diferentes cargas de generación de vapor se controla manipulando un dâmpner ubicado en la succión del soplador. Actualmente, cuando se cierra completamente (0.00 % abertura) el dâmpner de succión del soplador se obtiene un flujo de aire mínimo de 17.000 CFM, correspondiente a una generación de vapor de 28 Tm/h. De este modo, el "turn down ratio" mínimo actual de la caldera corresponde al 50% de la carga nominal de 57 Tm/h.

Dicha limitación se debe a que no se pudo obtener un menor flujo de aire ya que el dâmpner con que se controla el flujo

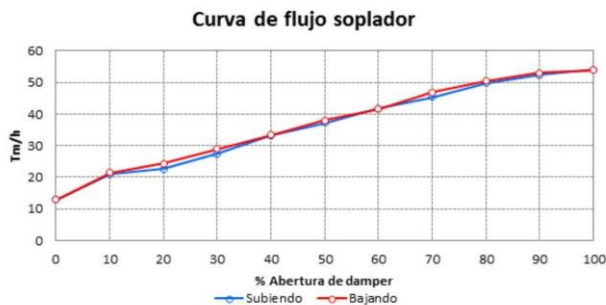


Fig. 5. Nueva curva del soplador de la caldera de alta presión

se encuentra totalmente cerrado y actualmente no hay una forma segura de seguir disminuyendo el flujo luego de alcanzar una producción mínima de 28 Tm/h de vapor.

a) Revisión de los sistemas

Para iniciar las revisiones pertinentes a los sistemas definidos con anterioridad, el proceso de prueba de capacidad del soplador con el nuevo motor de 1200 rpm ha arrojado resultados significativos. Se ha logrado determinar que el flujo máximo de aire de combustión alcanza las 54 Tm/h, mientras que el flujo mínimo es de 13 Tm/h, como se muestra en la Fig. 5. Con base en esta información, se ha tomado la decisión de establecer un nuevo límite operativo para la caldera, que se encuentra dentro de los límites de operación del soplador.

b) Límites de producción de vapor

Tras considerar la nueva capacidad operativa del soplador, se ha tomado la decisión de mantener la proporción original de la caldera en relación al flujo de aire, teniendo en cuenta la carga máxima de la caldera y la capacidad máxima de aire que puede suministrar el soplador. En condiciones de diseño, cuando la caldera está operando a su carga máxima de 57 Tm/h, el soplador tiene la capacidad de suministro de aire para generar más de 63 Tm/h (la capacidad máxima de carga de la caldera).

En base a esta revisión, se ha establecido un límite máximo

de flujo de 38 Tm/h para la caldera. Esto significa que el soplador es capaz de suministrar suficiente aire de combustión para generar hasta 54 Tm/h de vapor sobrecalentado. Esta disponibilidad de aire garantiza que, en caso de que la válvula de gas se abra por completo, haya suficiente aire adicional para evitar la formación de una atmósfera explosiva. Esta medida se toma para garantizar la seguridad en la operación de la caldera.

Para definir el límite inferior de generación de vapor de la caldera, se consultó el data sheet de los quemadores encontrando una flexibilidad (turn down) de 1-4, lo cual se define como la relación entre el máximo y mínimo flujo de gas natural, que entregan los quemadores asegurando que la combustión se realice de manera eficiente o controlable. Es decir, los quemadores están diseñados para permitir la reducción de carga de la caldera hasta ¼ de su valor máximo de diseño, o bien 14,25 Tm/h.

Por tanto, para conservar la proporción original de la caldera (24 a 57) Tm/h, se establece el nuevo rango de operación entre (16 y 38) Tm/h, rango que se encuentra por encima del límite inferior de seguridad y por debajo del límite máximo definido por disponibilidad, y una vez definido este nuevo umbral de operación, se ajustan los sistemas restantes definidos anteriormente.

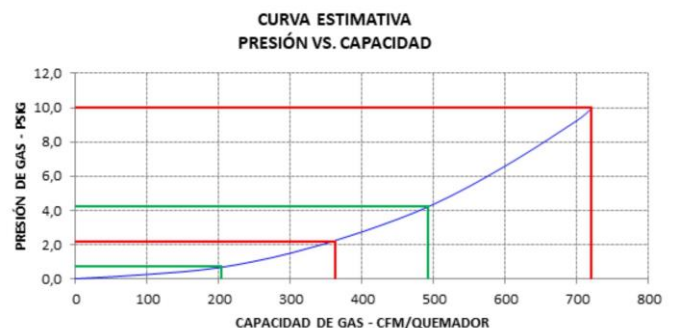


Fig. 6. Nueva curva del soplador de la caldera de alta presión

c) Sistema de gas natural

Una vez definido el rango de operación de la caldera, se utilizó la curva de flujo de gas natural vs presión de gas, tomada del manual de la caldera con el fin de graficar la región de operación de la válvula de gas natural de la caldera, identificando así el flujo máximo y mínimo antes y después de la modificación de la caldera. En la Fig. 6 se observan dos regiones completamente delimitadas, las líneas rojas corresponden al flujo máximo y mínimo de gas por diseño de la caldera (63-24) Tm/h, y las verdes acotan el flujo de gas posterior a la modificación (38-18) Tm/h. La utilidad práctica de esta gráfica radica en que se puede observar directamente la presión de los quemadores, variable que es de habitual seguimiento por el tablerista de la planta de servicios industriales.

Otra utilidad extraída de esta gráfica es el ajuste de la válvula autoregulada del cabezal de gas principal de la caldera, a la cual se modificó el setting de presión (originalmente en 31 psig) a 16 psig para la modificación propuesta, en base al máximo flujo de gas que permite la válvula FCV-4101 con una presión máxima para los quemadores de 4,2 psig. Este valor se obtuvo a partir de la simulación de la válvula FCV-4101 como

TABLA VIII
MODIFICACIÓN DE CABEZAL PRINCIPAL DE GAS DE LA CALDERA

Especificaciones	Diseño	Modificación
Fabricante	Fisher	Fisher
Características de flujo	Lineal	Lineal
Tamaño de la válvula	2-1/2"	2-1/2"
Flujo masico del gas	7653 lb/h	5070 lb/h
Densidad del gas	0,043 lb/ft ³	0,043 lb/ft ³
Gravedad específica (G)	0,5648	0,5648
Temperatura del gas	69,8 °F	69,8 °F
Flujo volumétrico del gas	22201,6 gpm	14707,8 gpm
Presión de entrada	31,0 psig	15,7 psig
Presión de salida	13,0 psig	4,2 psig
ΔP	18,0 psi	11,5 psi
P2/P1	0,6061	0,6201
Cv calculado	101,5	101,5
Cv real	101,5	101,5
C1 (@ 100%)	34	34
Cg (gas) (@ 100%)	3450	3450

⁽¹⁾ Si $P2/P1 > 0,53$ Ese es un criterio de selección con el cual se evita la formación de flujo crítico.

⁽²⁾ El dato de $C_1 @ 100\% = 34,0$ se encuentra reportado en el catálogo Fisher para esta válvula.

se muestra en la VIII.

Para el sistema de regulación de gas natural se tiene el siguiente resumen:

- Setting de presión de la válvula auto-regulada (PCV-0G403A): 16 psig
- Presión máxima de quemadores 4,2 psig, equivalente a 492 CFM de gas natural.
- Presión mínima de quemadores 0,7 psig, equivalente a 203 CFM de gas natural.
- Con estos nuevos valores de operación se modificarán los cortes en el sistema de gas natural en el apartado correspondiente.

En las sesiones de revisión de los nuevos parámetros de operación de la caldera se determinó que los ajustes anteriores aplican para la línea de bajo fuego, cuya válvula pasará a operar en el rango (16 a 0,7) psig, recordando que el rango de diseño es (30 a 1,2) psig.

En cuanto a los valores de setting de presión de la válvula de gas piloto se establece el rango de reducción (16 a 2) psig, el valor de diseño es de (30 a 2) psig, nótese que, aunque se hace evidente el cambio de presión del cabezal 16 psig, se conserva el valor de setting de presión 2 psig.

d) Sistema de aire de combustión

En base a la nueva curva de operación del soplador con el nuevo motor de 1200 rpm, se hace la revisión y los ajustes de diseño del sistema de aire de combustión, para adaptar los mismos criterios de diseño en la modificación propuesta. De dicha revisión se encontró que la práctica común para la selección de sopladores es utilizar un margen de seguridad cercano al 20% respecto al requerimiento de aire teórico, con el fin de compensar los eventos definidos a continuación:

- Exceso de aire requerido para combustión completa de gas natural: (5 – 10) %

- Fugas de aire a través del precalentador de aire de combustión: 2%
- Fugas de aire a través de la caldera o la cubierta del calentador: 7,5%

Adicionalmente es recomendable adicionar un margen de seguridad del 5 al 10% como contingencias ante imprevistos

TABLA IX
RELACIÓN DE VAPOR/ AIRE EN CONDICIONES DE DISEÑO (ANTES DE LA MODIFICACIÓN)

Descripción	Aire		Vapor	
Flujo con dámper de succión al 100% abierto	81 Tm/h	100%	68 Tm/h	100%
Flujo a carga pico (100% flujo gas)	68 Tm/h	84%	60 Tm/h	88%
Flujo a carga de diseño (MCR)	64 Tm/h	79%	57 Tm/h	83%
Flujo de aire teórico con relación al MCR	59 Tm/h	73%	N.A.	N.A.
Mínima carga operativa caldera (35% aire)	28 Tm/h	35%	25 Tm/h	37%
Corte por bajo flujo aire (30%)	24 Tm/h	30%	21 Tm/h	32%
Mínimo flujo gas posible en quemadores	16 Tm/h	19%	14 Tm/h	20%

TABLA X
RELACIÓN DE VAPOR/ AIRE EN CONDICIONES DE DISEÑO (DESPUÉS DE LA MODIFICACIÓN)

Descripción	Aire		Vapor	
Flujo con dámper de succión al 100% abierto	54 Tm/h	100%	45 Tm/h	100%
Flujo a carga pico (100% flujo gas)	45 Tm/h	84%	40 Tm/h	88%
Flujo a carga de diseño (MCR) Objetivo	43 Tm/h	80%	38 Tm/h	84%
Flujo de aire teórico con relación al MCR	39 Tm/h	73%	N.A.	N.A.
Mínima carga operativa caldera (35% aire)	19 Tm/h	35%	17 Tm/h	37%
Corte por bajo flujo aire (30%)	16 Tm/h	30%	14 Tm/h	32%
Mínimo flujo gas posible en quemadores	16 Tm/h	29%	14 Tm/h	31%

durante la operación. Estos resultados son explicados en las tablas IX y X

Conservando las relaciones de diseño de la caldera se escalan los nuevos flujos de operación, para la nueva condición de la caldera.

La tabla x muestra que el ajuste del criterio original de los datos de diseño de la caldera para el sistema de aire de combustión es aplicable de manera satisfactoria a la modificación propuesta en la caldera. Se puede observar que, con el cambio del motor y el nuevo límite de operación de la caldera de 38 Tm/h, todavía se dispone de un exceso de aire del 18% para hacer frente a las contingencias previamente definidas. Este exceso de aire tiene en cuenta todas las necesidades, excepto el aire adicional requerido para la combustión del gas natural, el cual ya está incluido en los valores de la tabla.

IV. CONCLUSIONES

Con base en los resultados obtenidos de la caracterización energética, se ha identificado que la compañía cuenta con todas las herramientas y la capacitación necesaria para cumplir con el Sistema de Gestión Energética de acuerdo con la norma ISO 50001:2018. Esto permite desarrollar mejoras tecnológicas de mediana y alta inversión. Además, es importante seguir el plan de acción propuesto por los gestores energéticos para cerrar las brechas identificadas, así como continuar monitoreando y evaluando los ahorros obtenidos con la implementación del sistema. Asimismo, se recomienda documentar el Sistema de Gestión Energética de la compañía, con el objetivo de estar preparados para una auditoría externa y obtener la certificación.

La implementación de este sistema permitirá a la compañía obtener beneficios económicos considerables, como ahorros logísticos y de planta de aproximadamente COP 9 mil millones, asociados a una programación integral de la producción de la planta de fertilizantes. Además, se espera mejorar las utilidades operativas, que podrían aumentar del 5,8% al 7,3%. Asimismo, se buscará maximizar el uso de los activos de producción de energía eléctrica y optimizar el consumo de materias primas, insumos y servicios industriales utilizados en la producción.

Es importante destacar que el Sistema de Gestión Energética es un ciclo de mejora continua, y la planificación energética juega un papel fundamental como base de las estrategias para mejorar el rendimiento energético. Por lo tanto, es crucial que la compañía cuente con controles de gestión rigurosos para garantizar el correcto funcionamiento del sistema. En este sentido, se propone una serie de acciones y documentación que deben llevarse a cabo para obtener la certificación, cumpliendo con los requisitos de la norma y abordando las brechas identificadas en la empresa. Esto permitirá la implementación exitosa de la norma NTC-ISO 50001.

REFERENCIAS

- [1] Y. L. Li, M. Y. Han, S. Y. Liu, and G. Q. Chen, "Energy consumption and greenhouse gas emissions by buildings: A multi-scale perspective," *Built. Environ.*, vol. 151, no. September 2018, pp. 240–250, 2019, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2018.11.003>.
- [2] M. Wegener and G. R. Amin, "Minimizing greenhouse gas emissions using inverse DEA with an application in oil and gas," *Expert Syst. Appl.*,

- vol. 122, pp. 369–375 DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2018.12.058>
- [3] A. Woodward, "Climate change: disruption, risk and opportunity," *Glob. Transitions*, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.glt.2019.02.001>
- [4] C. Almer and R. Winkler, "Analyzing the effectiveness of international environmental policies: The case of the Kyoto Protocol," *J. Environ. Econ. Manage.*, vol. 82, no. December 1997, pp. 125–151, 2017, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2016.11.003>.
- [5] J. Bistline, N. Santen, and D. Young, "The economic geography of variable renewable energy and impacts of trade formulations for renewable mandates," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 106, no. March 2018, pp. 79–96, 2019, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.026>.
- [6] I. De Courchelle, T. Guérout, G. Da Costa, T. Monteil, and Y. Labit, "Green energy efficient scheduling management," *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 93, no. May 2018, pp. 208–232, 2018, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2018.09.011>.
- [7] A. McKane *et al.*, "Predicting the quantifiable impacts of ISO 50001 on climate change mitigation," *Energy Policy*, vol. 107, no. May, pp. 278–288, 2017, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.049>.
- [8] G. A. O. Shuai, L. I. Meng-Yu, D. U. A. N. Mao-Sheng, and W. A. N. G. Can, "International carbon markets under the Paris Agreement: Basic form and development prospects," *Adv. Clim. Chang. Res.*, 2019, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.accre.2019.03.001>.
- [9] H. Kanneganti *et al.*, "Specification of energy assessment methodologies to satisfy ISO 50001 energy management standard," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 23, no. June, pp. 121–135, 2017, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.09.003>.
- [10] W. A. Pelsler, J. C. Vosloo, and M. J. Mathews, "Results and prospects of applying an ISO 50001 based reporting system on a cement plant," *J. Clean. Prod.*, vol. 198, pp. 642–653, 2018, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.071>.
- [11] "Empresas certificadas - Genio 2."
- [12] E. Müller, R. Poller, H. Hopf, and M. Krones, "Enabling Energy Management for Planning Energy-efficient Factories," *Procedia CIRP*, vol. 7, pp. 622–627, 2013, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.procir.2013.06.043>
- [13] ISO, *Norma Internacional ISO 50001: Sistema de gestión de la energía - Requisitos con orientación para su uso*, 1st ed. Suiza: ISO, 2011.



Guillermo Valencia Ochoa, Nació en Barranquilla, Atlántico, Colombia en 1984. Obtuvo su licenciatura en Ingeniería Mecánica de la Universidad del Norte, Colombia; Magíster en Ingeniería Mecánica, línea de Conversión de Energía, de la Universidad del Norte, Colombia. Doctorado en Ingeniería, con enfoque en Energía, Termodinámica y Medio Ambiente, de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. También es profesor asistente del Programa de Ingeniería Mecánica, Especialización en Gestión Eficiente de Energía y Maestría en Gestión de Energía de la Universidad del Atlántico. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9428-7492>



Alexis Morales Medrano, Nació en Barranquilla, Atlántico, Colombia. Obtuvo una licenciatura en Ingeniería Química de la Universidad del Atlántico en Barranquilla, Colombia. Desde 2019 hasta 2021, formó parte del Grupo de Investigación en Eficiencia Energética de la Universidad del Atlántico. Durante la última década, ha estado trabajando en el sector energético, implementando sistemas de gestión energética en empresas industriales. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7697-9348>



Dora Villada Castillo, Ingeniera Agroindustrial de la Universidad La Gran Colombia, Colombia; Máster en Ciencia y Tecnología de Alimentos de la Universidad de Pamplona, Colombia; Especialista en Docencia y Administración Universitaria de la Universidad de Santander, Colombia.

Actualmente, profesora de tiempo completo en el Departamento de Ciencias Ambientales de la Universidad Francisco de Paula Santander, Colombia. Reconocida como Investigadora Asociada (I) por Colciencias. Área de investigación: Uso de Bioproductos y Residuos Agroindustriales.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3794-928X>