

Environmental and economic impact of SF₆ leakage on ENEL-CODENSA substations

Ferley Castro Aranda¹, Rodolfo Garcia², Andres Felipe Ceron Piamba¹, Benjamin Mailhé³

1 Universidad del Valle

2 Enel-Codensa

3 Ingeniería Creativa ICREA

Abstract

This paper analyzes data provided by ENEL-CODENSA with information about substation assets, including sulphur hexafluoride (SF₆) containing equipment and its top-up operations over the last ten years. The information has been used to estimate the total SF₆ mass in the current fleet and to determine historical emissions. The environmental and economic impacts are evaluated using the obtained results on simple models. Recommendations are made in order to mitigate the estimated impacts.

 OPEN ACCESS

Published: 20/04/2022

Accepted: 08/04/2022

DOI:
10.23967/j.rimni.2022.04.002

Keywords:
SF₆ emissions
environmental impact
economic impact
asset fleet

Resumen

Este documento analiza información entregada por ENEL-CODENSA acerca de los activos en sus subestaciones, incluyendo datos de equipos que contienen hexafluoruro de azufre (SF₆) y los registros de operaciones de recarga de dicho gas en los últimos 10 años. La información se usa para estimar la masa total de SF₆ en la flota actual y determinar las emisiones históricas acumuladas, a partir de lo cual se evalúa el impacto ambiental y económico usando modelos simples. Se realizan recomendaciones para la gestión del SF₆ en la flota de activos y la mitigación de su impacto.

Palabras clave: SF₆, emisiones, impacto ambiental, impacto económico, flota de activos

1. Introducción

Los cambios en las regulaciones ambientales, impulsados tanto por el sector político como por la sociedad, han llevado en los últimos 20 años a las compañías de transmisión y distribución de energía a analizar su llamada "huella de carbono" (carbon footprint, Protocolo de Kyoto [1]). Mediante el conocimiento del impacto ambiental de sus actividades, los operadores de sistemas de transmisión y distribución (TSO-DSO) pueden tomar acciones para mitigarlo, al mismo tiempo que se aumenta la eficiencia energética y financiera de sus operaciones [2,3].

Las propiedades del SF₆ lo perfilan como un gas de gran utilidad para el uso en equipos de transmisión y distribución de energía eléctrica. Permite construir equipos más compactos puesto que tiene una rigidez dieléctrica de aproximadamente 2.5 veces la del aire en las mismas condiciones. Tiene, además, propiedades químicas que lo hacen un excelente agente de extinción de arco, característica que lo hace muy útil en el diseño de interruptores [4]. Sin embargo, se ha determinado que tiene un potencial de calentamiento global (GWP - global warming potential) 22800 veces mayor al del CO₂; esto significa que 1 kg de SF₆ emitido equivale a 22.8 toneladas de CO₂ [5].

Se estima que para el año 2050 se producirá un incremento del 40% en el número de celdas de media tensión [6]. Este incremento se presentará como consecuencia de un mayor consumo energético y de una mayor penetración de las energías renovables. Dado lo anterior, y basados en la actual composición de las tecnologías que usan SF₆, se considera un incremento similar en el uso de este gas si no se presenta una transición hacia soluciones libres de SF₆. El aumento en el uso de SF₆ contribuirá a acelerar el calentamiento global dado el impacto de las fugas de este gas

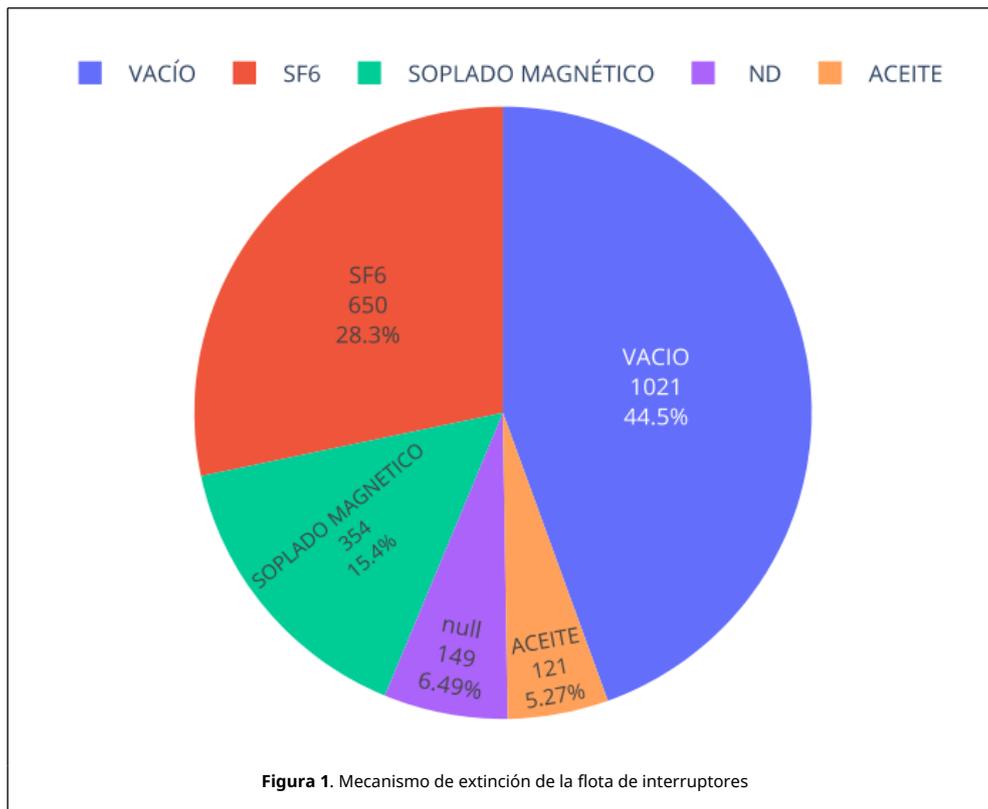
durante su ciclo de vida. Por tal razón, son necesarios esfuerzos mundiales encaminados a mitigar el impacto [7].

Actualmente existe una porción de activos que operan con SF₆ en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica en Colombia. Considerando el impacto ambiental y las tendencias mundiales encaminadas a disminuir y/o eliminar el uso del SF₆ [8], se demuestra la relevancia de implementar estrategias de estimación y mitigación de fugas de dicho gas en los modelos de gestión de activos para soportar la toma de decisiones. Si bien se ha venido trabajando en un sustituto que tenga los mismos beneficios pero un impacto ambiental menor, aún quedan muchos años durante los cuales las empresas deberán hacer el mejor manejo posible del SF₆ [9]. El presente artículo hace una evaluación del impacto ambiental de las emisiones de SF₆, mediante la revisión de la información disponible del uso, estado y distribución de la flota de activos que usan dicho gas en la empresa ENEL-CODENSA.

En la Sección 2 de este trabajo se analiza la flota actual y su distribución bajo criterios como el nivel de tensión y características de los equipos. En la sección 3 se hace un análisis del histórico de recargas de SF₆ y su correspondiente inventario en los activos de la compañía. La Sección 4 presenta el modelo de estimación de impacto ambiental, incluyendo una evaluación de dicho impacto y los resultados para la flota analizada en la Sección 1. En la sección 5 se hacen recomendaciones desde varias perspectivas para la gestión de los activos que usan SF₆. Finalmente, en la Sección 6 se presentan las conclusiones.

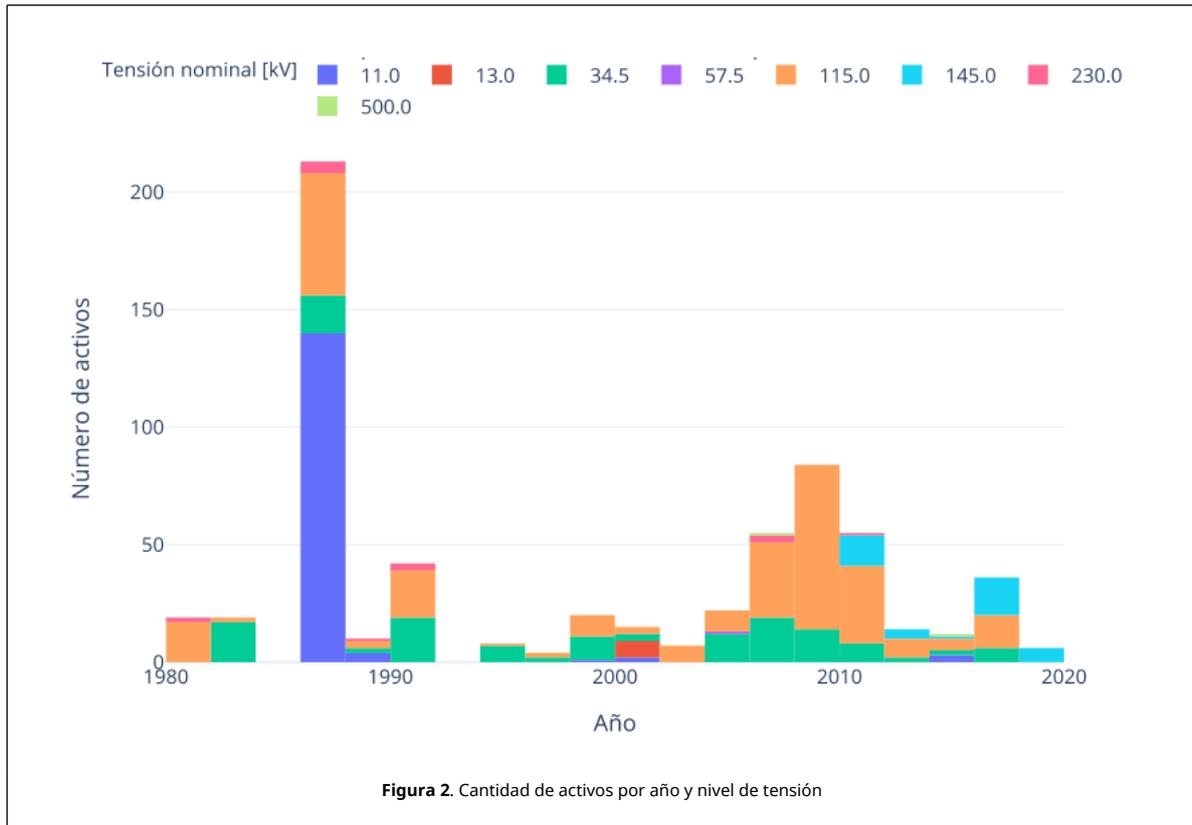
2. Análisis de flota SF₆

La flota de activos que usan SF₆ en ENEL-CODENSA se analiza utilizando listados de infraestructura e informes de mantenimiento que fueron entregados por dicha compañía. Con base en esta información se determinó que hay un total de 2712 activos, de los cuales 2295 pudieron ser identificados con un serial único. La distribución por tecnología de extinción de arco de los 2295 activos se muestra en la Figura 1.



De la flota de interruptores y subestaciones GIS, 650 fueron identificados con gas SF₆. La Figura 2 muestra la distribución del número de equipos en SF₆ por año y por nivel de tensión. Se aprecia que existe un parque a 11 kV de 140 interruptores con aproximadamente 33 años de operación. Adicionalmente se evidencia que la flota de interruptores de 115 kV ha venido en aumento, al igual que la de 145 kV, caso contrario la flota de 34.5 kV que muestra un descenso en los últimos años.

La mayoría de los activos con SF₆ se encuentran en nivel de 115 kV, representando un 45% de la flota analizada. Si se



consideran los interruptores de 145 kV dentro del parque de 115 kV, esto equivaldría al 51% de los activos, o 327 de 650 interruptores. La información de masa de las GIS y de la mayoría de los parques de 11 kV, 13 kV y 34.5 kV no fue reportada. Del total de la flota analizada, fue posible identificar inicialmente la masa de 293 activos. Basados en los catálogos de los fabricantes se logró obtener una estimación de masa para 410 activos, equivalente a 4245 kg de SF₆ instalado. Con el fin de limitar el error en la estimación de la masa, se utilizó la [Tabla 1](#) como referencia [10].

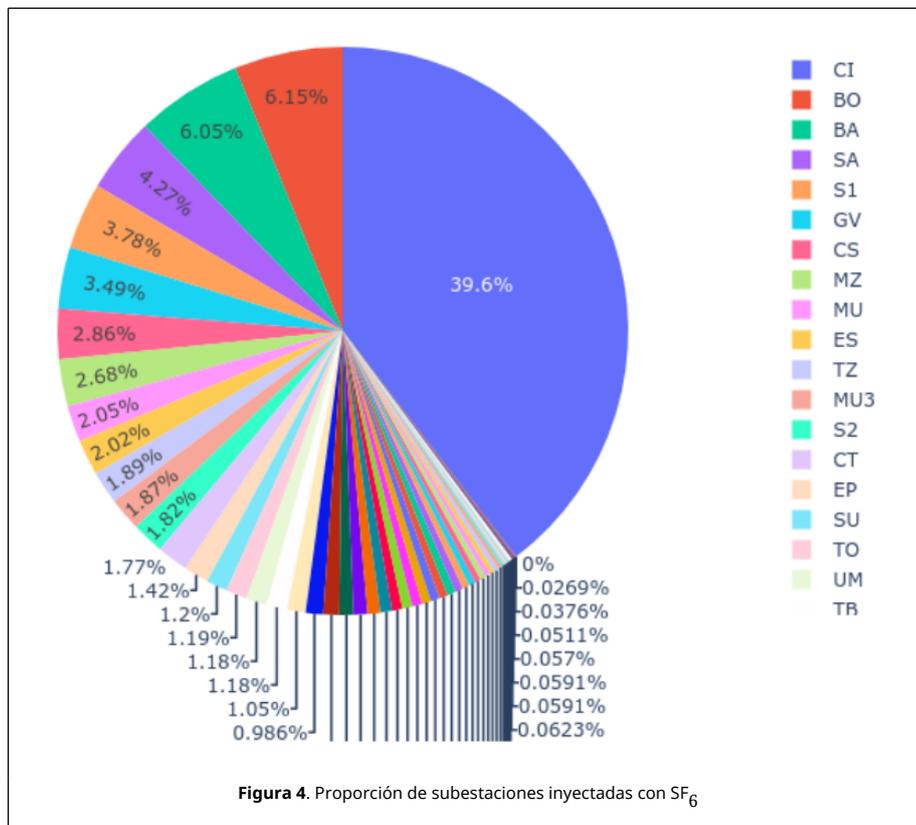
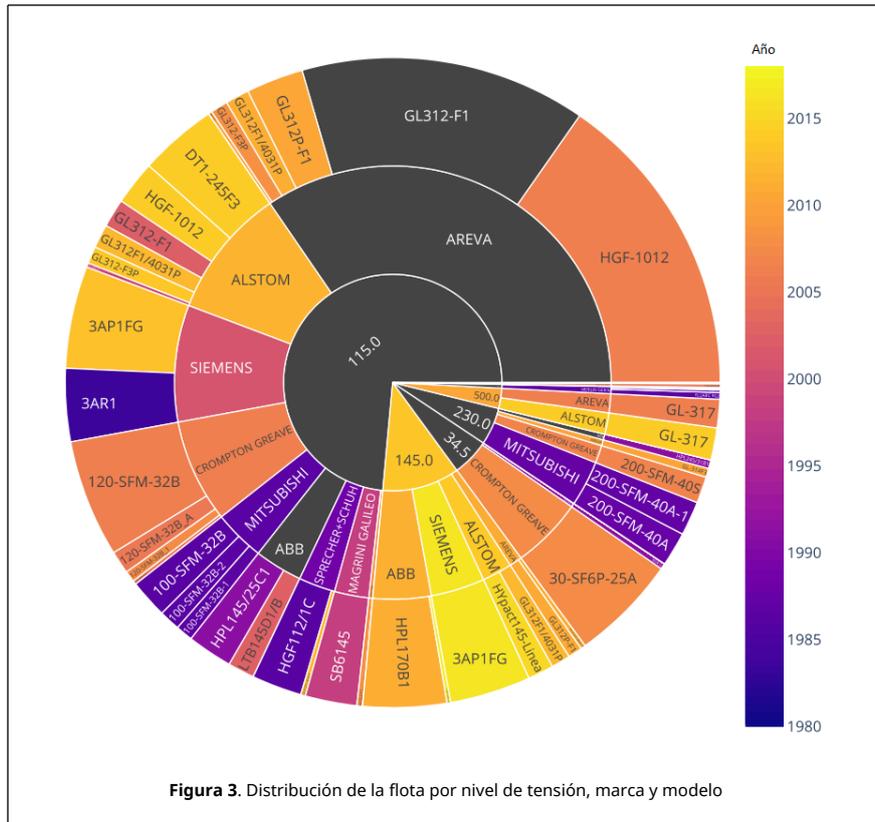
Tabla 1. Tabla de referencia para limitar el error en la estimación de la masa

Nivel de tensión	Descripción	Masa [kg]
Media tensión 52 kV	Distribución primaria	2.5 - 3-5
	Distribución secundaria	0.7 - 2.5
Alta tensión 150 kV	Interruptores - Dead tank	25 - 40
	Interruptores - Live tank	7 - 9
	Switchgear	90 - 170
Extra alta tensión 150 kV	Switchgear	380

El parque de 115 kV junto con los interruptores de 145 kV tienen una masa estimada de SF₆ de 3696 kg, lo que equivale a un 87% de la masa del total de los activos. En la [Figura 3](#) se presenta la distribución por nivel de tensión (círculo central), marca (anillo medio) y modelo (anillo externo) de la flota de activos, donde el color indica la edad de puesta en operación/fabricación, y el tamaño de arco representa la masa de SF₆. El color gris representa la ausencia de información sobre el año. Dado que no se cuenta con información significativa para el parque de 11 kV, estos valores no son fácilmente apreciables. Se resalta la edad de los activos MITSUBISHI instalados entre 1986 y 1987 (34 años de servicio) de los parques de 115 kV y de 230 kV.

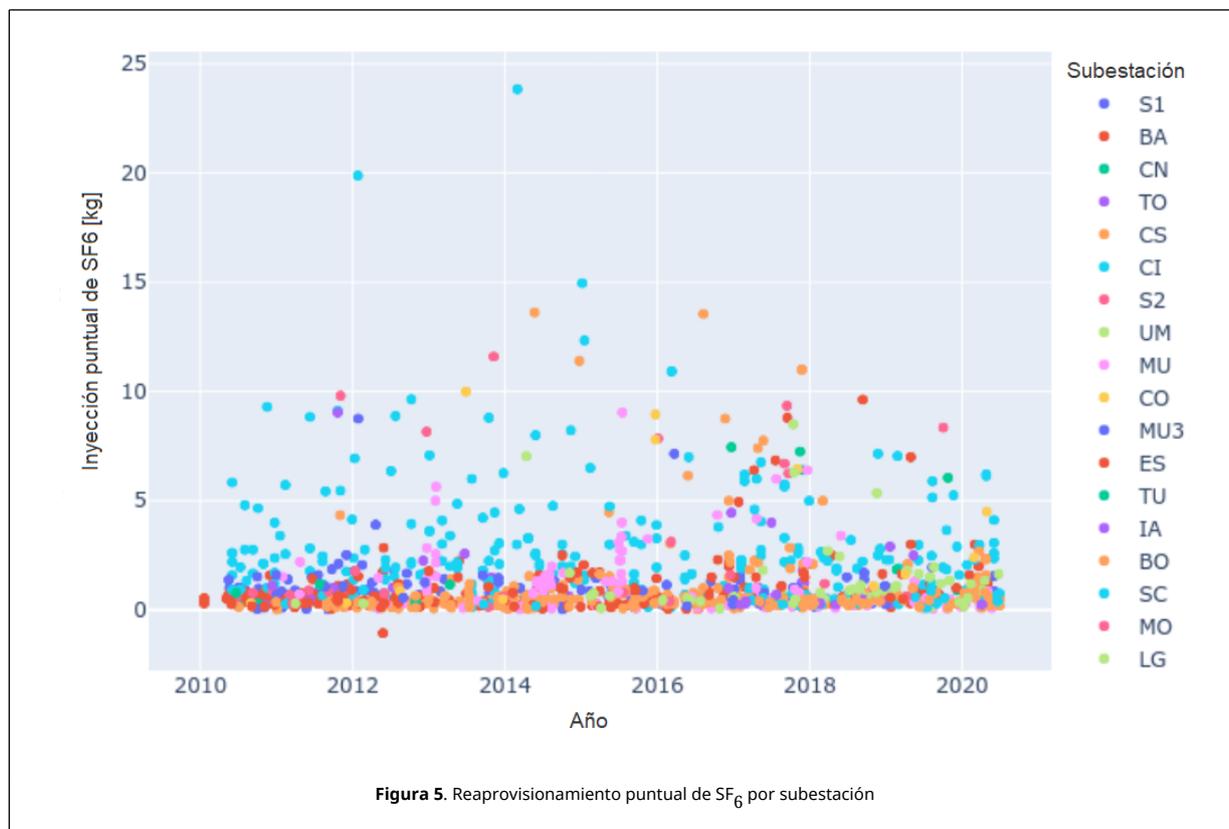
3. Análisis del reporte histórico de inyección de SF₆

A partir del informe de inyección se realizó un análisis de los datos con el fin de extraer la información relevante para la estimación de impacto ambiental. Para este análisis la cantidad de gas inyectado se toma como la cantidad de gas fugado. Una primera evaluación muestra que un total de 1860 kg de SF₆ fueron inyectados en los diversos activos de ENEL-CODENSA en los últimos 10 años. Con la información disponible fue posible discretizar las fugas por subestación, tal como se muestra en la [Figura 4](#). Allí se aprecia que la subestación CIRCO (CI) representa el 40% de todas las fugas de SF₆ registradas entre enero del 2010 y junio del 2020, lo que equivale a aproximadamente 700 kg.



Si bien esta subestación no cuenta con el mayor número de activos con SF₆, las recargas son consecutivas, numerosas y recurrentes; en la *Figura 5* se ilustra que son superiores a 5 kg en su mayoría. En comparación, la subestación BACATA (BT), que cuenta con la mayor flota de activos tipo SF₆ en cantidad y masa instalada, reporta una menor

cantidad de fugas entre el 2008 (año de puesta en operación) y el 2020.



La subestación CIRCO (CI) es la responsable de la mayoría de las pérdidas de SF₆ sufridas por ENEL-CODENSA. Particularmente allí se pueden tomar acciones para reducir la huella carbono de la empresa. Por ejemplo: una actuación centrada en esta subestación que logre la reducción de 80% de sus pérdidas de SF₆, llevaría a una reducción global sobre la totalidad del parque de casi 33%, es decir una disminución de un tercio de la emisiones actuales y futuras. Esto equivaldría a una reducción aproximada de 12800 toneladas de CO₂ en huella de carbono o 320000 € en un periodo de 10 años. Cabe destacar que es posible priorizar la toma de decisiones si se realiza un análisis a nivel de módulo de subestación que permita evaluar en detalle el impacto de un módulo o equipo dado en términos de emisiones (huella de carbono) y de logística. Así se podría estimar y optimizar el costo de mantenimiento de los diversos activos, incluyendo no solo la masa de gas SF₆ inyectada sino también de su frecuencia de mantenimiento.

4. Estimación de impacto económico y ambiental de la flota de activos

Dentro del inventario de la flota de activos, 240 registros estaban incompletos y no fue posible estimar su masa. Por lo anterior, se les asignó a los activos con información faltante el promedio del parque correspondiente. Los valores asumidos por activo, teniendo en cuenta los valores típicos registrados, fueron: 0.45 kg para 11 kV, 0.6 kg para 13 kV, 6.7 para 34.5 kV, 8 kg para 57.4 kV, 11.9 kg para 115 kV, 12.3 kg para 145 kV, 21.5 kg para 230 kV y 64 kg para 500 kV. Sin embargo, estos valores deben ser corroborados con la información reportada en las placas de los activos, especialmente con subestaciones GIS.

Una vez estimada la cantidad de gas SF₆ emitida a la atmósfera, se puede estimar el impacto ambiental de las fugas. Para eso, se calcula la cantidad equivalente de CO₂ emitida. Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC en inglés), el hexafluoro de azufre posee un potencial de calentamiento global (GWP – Global Warming Potential) igual a 22800 [11]. Esto significa que 1 kg de SF₆ emitido corresponde a 22.8 toneladas de CO₂ equivalente. El impacto ambiental de las fugas se calcula usando la ec.(1), donde m_{CO_2-eq} y m_{SF_6} son las masas de CO₂ equivalente y SF₆, respectivamente

$$m_{CO_2-eq} = m_{SF_6} \cdot GWP_{SF_6} \tag{1}$$

Finalmente, con la estimación del equivalente de CO₂, es posible monetizar el impacto ambiental (CA) usando el precio de los bonos de carbono y/o mercados de carbono, la [ec.\(2\)](#) muestra la manera como se realiza el cálculo

$$CA = m_{CO_2-eq} \cdot CO_2-cost \tag{2}$$

En la [Tabla 2](#), se resumen los valores potenciales y los impactos estimados de la flota de activos durante la operación normal, asumiendo una fuga anual por operación de 0.5%, un GWP de 22800 y un costo de 25 €/t de CO₂. Sin embargo, estas estimaciones no incluyen las fugas por manejo del SF₆ durante su ciclo de vida.

Tabla 2. Equivalencia de las cantidades potenciales de SF₆ en los activos de ENEL-CODENSA

Parámetro	Valor potencial	Impacto estimado por año
Masa	5408 kg	27 kg
CO ₂	123303 t	616 t
Monetización	3.08 M€	15400 €

Tomando como base los históricos de fugas y asumiendo el valor promedio por año del informe de inyección de SF₆, se estimaron los impactos de la [Tabla 3](#).

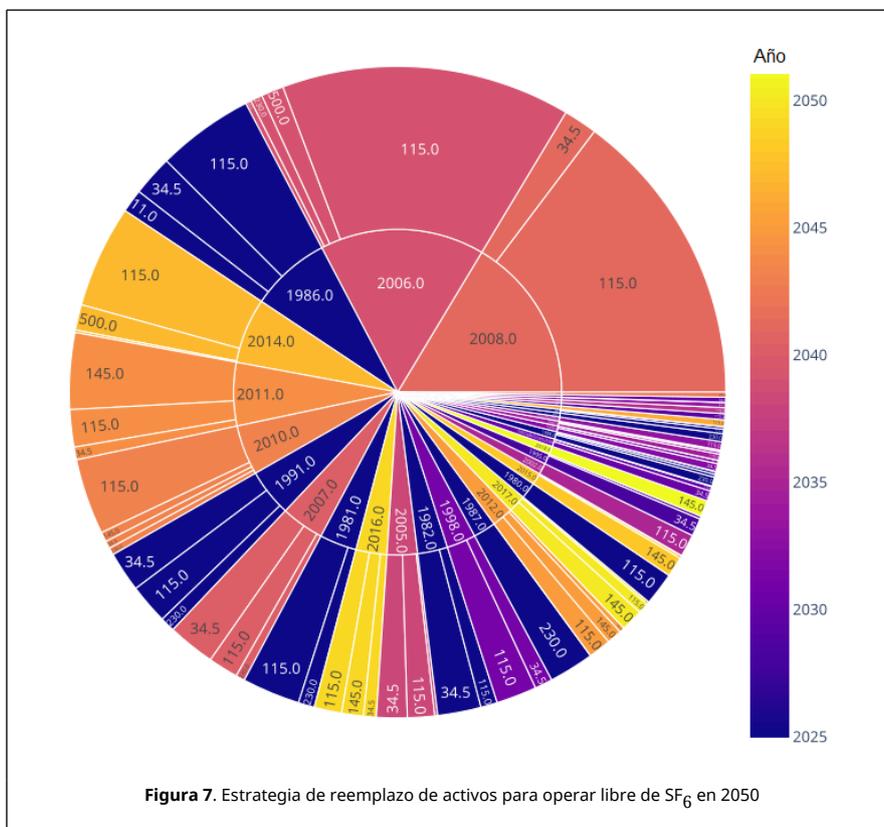
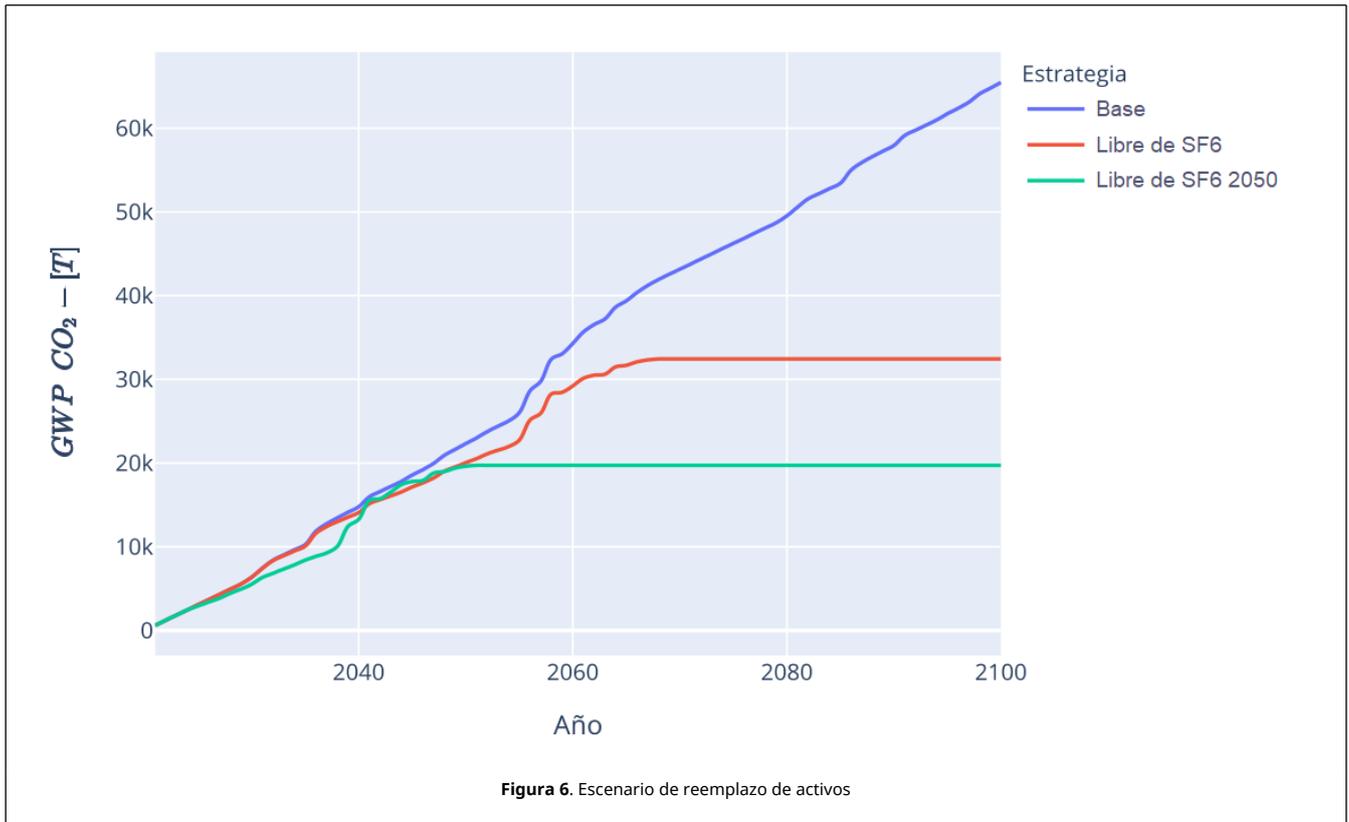
Tabla 3. Equivalencia de las cantidades promedio de SF₆ en los activos de ENEL-CODENSA

Parámetro	Valores promedio por año
Masa	162 kg
CO ₂	3693 t
Monetización	92325 €

4.1 Estimación de impacto usando modelos teóricos para la toma de decisiones

Con el fin de evaluar diferentes estrategias para mitigar el impacto del SF₆ y teniendo en cuenta las restricciones tecnológicas se proponen tres escenarios para el remplazo de activos en SF₆ pertenecientes a ENEL-CODENSA. En los tres escenarios, se asume una vida estimada del activo de 50 años, una tasa de fugas del 0.5% anual junto con un 10% de fugas por decomisionamiento [6]. El primer escenario, denominado base, consiste en asumir que los remplazos se llevarán a cabo usando activos que usan SF₆. En el segundo escenario se asume que los activos se remplazan por una solución libre de SF₆ cuando llegan al final de su vida útil. Finalmente, el tercer escenario tiene como objetivo remplazar todos los activos en SF₆ al 2050, con el fin de cumplir la meta de cero emisiones [12]. Para los escenarios dos y tres, se asume que no es posible remplazar activos con soluciones libres de SF₆ antes del año 2025. Como resultado, en la [Figura 6](#) se muestra el impacto ambiental medio en GWP de los tres escenarios.

Como resultado de la estrategia que busca cero emisiones de SF₆ para el 2050, la vida operativa de la flota de activos en SF₆ perteneciente a ENEL-CODENSA se estimó en 33 años. En la [Figura 7](#) se muestra la estrategia de remplazo por año de puesta en operación y año estimado de remplazo, donde el arco representa la masa de SF₆ de la flota.



Comparando las estrategias se observa un mayor impacto esperado en el periodo entre 2035 y 2040 si se considera un estrategia cero emisiones. Esto se debe a que los activos con mayor masa fueron puestos en operación entre 2006 y 2008. En este análisis no se tuvieron en cuenta variables financieras ni regulatorias que pudieran optimizar el

reemplazo de la flota.

Finalmente, las fuentes de emisión de SF₆ durante el ciclo de vida son las presentadas en la [Tabla 4](#) [3].

Tabla 4. Fuentes de emisión de SF₆ para ENEL-CODENSA

Proceso	Porcentaje de fugas
Fabricación	12%
Transporte de cilindros	Desconocido
Instalación, operación y mantenimiento	76%
Almacenamiento	Desconocido
Disposición final o reciclaje	12%

En Heckmann y Reimann [6] se estima una fuga del 10% durante todo el ciclo de vida de los activos que usan en SF₆, en el mejor de los casos un 1.5% y el peor un 40%. Con una reducción del 5% de las fugas puede estimarse una disminución del impacto ambiental de este gas en un 40%.

5. Recomendaciones para la gestión del impacto

Basados en el estudio desarrollado y alineados con las políticas de ENTSO-E para la gestión del uso del gas SF₆ [13], se recomiendan acciones en el corto, mediano y largo plazo.

5.1 Corto plazo

- Mejorar la gestión de la información y la metodología de reporte de fugas durante el ciclo de vida de los activos. Específicamente, se recomienda que esta información esté disponible para los encargados de tomar decisiones.
- Llevar a cabo iniciativas de socialización del impacto ambiental de fugas del gas SF₆, incluyendo mejores prácticas de gestión.
- Hacer seguimiento a los cilindros utilizados y verificar su correcta disposición [14]. Un manejo y reciclaje responsable del SF₆ es necesario, para lo cual existen opciones como equipos de recuperación del gas. En algunos casos estos equipos también permiten realizar una filtración básica de las mezclas recuperadas, garantizando una reutilización "on-site" del gas cumpliendo criterios de pureza [3,15].
- Dentro de las matrices de riesgo ambiental por manejo de SF₆, incluir la monetización y/o impacto de las fugas por elemento dentro del sistema de gestión de activos.
- Utilizar los resultados obtenidos en los análisis de fugas para priorizar activos que reportan un alto impacto ambiental.

5.2 Mediano plazo

- Considerar incluir pilotos para la evaluación de nuevas tecnologías con un menor impacto ambiental, iniciando por los equipos de menor tensión en los que la tecnología se encuentra en una mayor etapa de maduración.
- Incluir dentro de la evaluación de alternativas la evaluación financiera del impacto ambiental durante el ciclo de vida con el fin de soportar la toma de decisiones. Esto contempla fabricación, instalación, operación, mantenimiento y disposición final.
- Utilizar metodologías y equipos de medición de fugas. La detección "on-site" de las fugas, después de la observación del comportamiento anormal de un activo, como los analizados en la Sección 3, se conoce como LDAR o Leak Detection and Repair (Detección de Fugas y Reparación) [3]. Esta detección se puede realizar con métodos sencillos como la utilización de agua con jabón para encontrar el punto de escape del gas, o sofisticados, como el uso de detectores de gases halógenos y cámaras térmicas.
- Incorporar metodologías como tablas dinámicas de Excel, por ejemplo, que garanticen la calidad, disponibilidad y confiabilidad de la información. Esto evitaría errores de digitación, también permitiría la estandarización de las entradas y el análisis de datos de manera más precisa con el fin de generar evaluaciones y tomas de decisiones más rápidas y con menos incertidumbre.
- Incorporar analítica de datos e inteligencia artificial para la detección temprana de fugas.

5.3 Largo plazo

Para el largo plazo se propone desarrollar una hoja de ruta para el desmantelamiento del SF₆. De acuerdo con [16], dentro de las alternativas para sustituir el uso de SF₆ se encuentran soluciones como:

- GIS SF₆-free: esta tecnología usa gases como el nitrógeno, oxígeno o el CO₂. Con el fin de aumentar el nivel de aislamiento, en algunos casos se agregan combinaciones de sustancias fluoradas. Estas combinaciones tienen un menor impacto ambiental comparadas con el gas SF₆.
- AIS: esta tecnología usa aire como medio aislante. Algunas de sus desventajas son que requieren un mayor espacio y están expuestas directamente a factores ambientales como la humedad y la contaminación.
- SIS – LIS: usa como medio aislante elementos sólidos y líquidos. Algunas soluciones incluyen una combinación de aire y aislamiento sólido herméticamente sellado, similar a una GIS, por lo que se reduce la influencia de los factores ambientales.

6. Conclusiones

Este trabajo analiza información entregada por la empresa ENEL-CODENSA con el fin de evaluar el impacto económico y ambiental del uso de gas SF₆ en los activos de dicha compañía. Se ha ilustrado la composición de la flota bajo distintos criterios, lo que ha permitido tener un mejor entendimiento de la distribución de los activos. El análisis de las inyecciones de gas SF₆ mostró comportamientos puntuales que es necesario revisar por separado.

Los listados e informes entregados por ENEL-CODENSA permitieron la identificación de 2295 activos con un único serial, de los cuales 650 usan gas SF₆. Se encontró que hay interruptores con más de 40 años de operación usando dicho gas. Complementando la información disponible con especificaciones de catálogos se logró estimar una masa instalada de 4245 kg de SF₆ para 410 activos. Como se mencionó, la falta de datos genera una oportunidad para implementar metodologías que mejoren la calidad, disponibilidad y confiabilidad de la información.

Los informes de inyección de gas SF₆ revelaron que en los últimos 10 años se inyectaron 1860 kg de gas en los activos de la compañía. La mayoría de las fugas se dieron en la subestación CIRCO, con aproximadamente 700 kg entre 2010 y 2020, lo que hace pertinente que se priorice la intervención de esa subestación. Lo que se aprenda del análisis allí servirá en un futuro para activos en operación y futuros proyectos potenciales.

Para determinar el impacto ambiental y económico de las fugas de SF₆ se hicieron estimaciones para determinar la masa de gas de los 650 activos identificados en la Sección 1. Asumiendo que un 0.5% de la masa se emite por año debido a fugas, se estima un impacto anual de la flota de 27 kg de SF₆, equivalente a 616 t de CO₂, lo cual se puede monetizar en un mercado de carbono con un valor de 25 €/t para un total de 15400 euros anuales. En el caso de tomar como base los históricos de fugas se tiene una emisión de 162 kg de SF₆, equivalente a 3693 t de CO₂ con una monetización de 92325 euros por año.

Los análisis, resultados y recomendaciones puntuales presentadas en este trabajo constituyen una guía que ofrece distintos aproximaciones para mitigar el impacto económico y ambiental del uso de SF₆ en activos de empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica. Si bien los datos que se usaron son un caso específico, la forma de abordar el problema aquí presentada se puede ajustar a condiciones diferentes de modo que se encuentren resultados valiosos.

Referencias

- [1] Naciones Unidas. Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1998. Disponible en: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf> (consultada el 4 de noviembre de 2021).
- [2] Decarbonizing the Energy System - The Role of Transmission System Operators. Swiss Grid, 2021. Disponible en: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/about-us/company/sustainability/decarbonisation-role-of-TSOs-en.pdf> (consultada el 5 de noviembre de 2021).
- [3] Overview of SF₆ emissions sources and reduction options in electric power systems. EPA, 2018. Disponible en: https://www.epa.gov/sites/default/files/2018-08/documents/12183_sf6_partnership_overview_v20_release_508.pdf (consultada el 5 de noviembre de 2021).
- [4] Koch D. SF₆ properties, and use in MV and HV switchgear. Cahier technique 188, pp. 22, 2003.
- [5] Schulz M., Kourkoulas D. Regulation (EU) No 517/2014 of The European Parliament and of the council of 16 April 2014 on fluorinated greenhouse gases and repealing Regulation (EC) No 842/2006. Official Journal of the European Union, 2014.
- [6] Heckmann W., Reimann T. Impact assessment of F-gas free medium voltage Switchgear - Modeling scenarios of MV switchgear installation development and impact on SF₆ emissions. Fraunhofer IEE, 2020.
- [7] DG Climate Action – Unit A2: Climate finance, mainstreaming, Montreal Protocol. Proposal for a regulation on fluorinated greenhouse gases (recast), 2020. Disponible en: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=PL_COM:Ares\(2020\)3402178](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=PL_COM:Ares(2020)3402178) (consultada el 9 de noviembre de 2021).
- [8] Asset management decision making using different risk assessment methodologies. CIGRÉ WG C1.25, 2013.
- [9] Application of non-SF₆ gases or gas-mixtures in medium and high voltage gas-insulated switchgear. CIGRÉ WG B3.45, 2020.
- [10] Burges K., Döring M., Hussy C., Rhiemeier J.M., Franck C., Rabie M. Concept for SF₆-free transmission and distribution of electrical energy: Final report. Ecofys-ETH, 2018.
- [11] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Climate change 2007-the physical science basis: Working group I contribution to the fourth assessment report of the IPCC. Cambridge University Press, 2007.
- [12] European Commission. 2050 long-term strategy. EC, 2020. Disponible en: <https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term->

[strategy_en](#) (consultada el 16 de noviembre de 2021).

[13] ENTSO-E. ENTSO-E Contribution to the EC roadmap consultation concerning the revision of the Fgas-regulation. Disponible en: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12479-Fluorinated-greenhouse-gases-review-of-EU-rules-2015-20-/F550132_en (consultada el 19 de noviembre de 2021).

[14] Reducing SF6 emissions in electric power systems: Best industry practices. EPA, 2018.

[15] SF6 Measurement guide. CIGRÉ WG B3.40, 2018.

[16] Assessing the availability of alternatives to fluorinated greenhouse gases in switchgear and related equipment, including medium-voltage secondary switchgear. European Commission, 2020.