

# Informe Final: Unidades Constructivas Transmisión de Energía



## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
1. Introducción .....	9
2. Objetivo .....	10
3. Metodología.....	10
4. Alcance.....	12
5. Antecedentes.....	12
6. Identificación de Nuevas Tecnologías y Definición de Unidades Constructivas .....	25
6.1. Fuentes de información .....	25
6.1.1. Fuentes Primarias .....	25
6.1.2. Fuentes secundarias .....	28
6.2. Conclusiones Identificación de Nuevas Tecnologías .....	38
7. Definición de Nuevas Unidades Constructivas (UC) .....	39
7.1. Criterios para la definición de nuevas UC de nuevas tecnologías.....	39
7.2. Nuevas Unidades Constructivas de nuevas tecnologías.....	40
7.2.1. Sistema “ <i>Dynamic Line Rating</i> ” – DLR, monitoreo y control estándar (no incluye servicios) .....	40
7.2.2. Unidades de medida fasorial (Phasor Measurement Units) – PMU:.....	41
7.2.3. Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) ..	42
7.2.4. Compensadores síncronos rotativos.....	43
7.2.5. Compensador estático de potencia reactiva – SVC: .....	44
7.2.6. Compensador Estático Sincrónico - STATCOM:.....	46
7.2.7. Transmisión de energía de alto voltaje en corriente directa (High Voltage Direct Current - HVDC). Estación convertidora, tipo LCC. ....	48
7.2.8. Transmisión de energía de alto voltaje en corriente directa (High Voltage Direct Current - HVDC). Estación convertidora, tipo VSC. ....	50
7.2.9. Transmisión de energía de alto voltaje en corriente directa (High Voltage Direct Current - HVDC). Kilómetros de línea de transmisión HVDC, bipolo, retorno metálico. ....	51
7.2.10. FACTS Distribuidos (DFACTS) controlador de flujo, serie.....	52
7.2.11. Listado de nuevas Unidades Constructivas de Nuevas Tecnologías.....	55
7.3. Activos que actualmente están o van a estar en operación y no son asimilables:	56
7.4. Equipos bajo análisis y propuestos no considerados como Unidades Constructivas: .....	57

7.5.	Conclusiones sobre la inclusión de nuevas Unidades Constructivas. ....	59
8.	Valoración de las Nuevas UC .....	60
8.1.	Metodología de valoración.....	60
8.1.1.	Definición de Unidades Constructivas del Sistema de Transmisión .....	61
8.1.2.	Determinación de Cantidades y Características Técnicas .....	61
8.1.3.	Cálculo de Costos Unitarios.....	61
8.1.4.	Estimación de Costos Directos e Indirectos.....	62
8.1.5.	Uso de Normas y Estándares .....	62
8.1.6.	Métodos de Estimación de Costos.....	63
8.1.6.1.	Estimación de costos para Banco de Baterías SAEB .....	63
8.1.6.2.	Estimación de costos para sistemas STATCOMS .....	64
8.1.6.3.	Estimación de costos para sistemas SVC.....	66
8.1.6.4.	Estimación de costos para sistemas SSSC (D-FACTS).....	68
8.1.6.5.	Estimación de costos estaciones convertidoras HVDC.....	68
8.1.6.6.	Estimación de costos Líneas de transmisión en alta tensión DC con retorno metálico (HVDC) .....	70
8.1.6.7.	Estimación de costos de los conductores HTLS .....	72
8.1.6.8.	Estimación de costo para el DLR.....	73
8.1.6.9.	Estimación de costos de las PMU.....	73
8.1.7.	Elementos de comercio exterior.....	74
8.2.	Conclusiones de la Valoración de las Nuevas UC .....	77
9.	Actualización de los Valores de Unidades Constructivas .....	78
9.1.	Referencias Internacionales .....	78
9.1.1.	Honduras.....	79
9.1.2.	Chile .....	80
9.1.3.	Argentina .....	80
9.1.4.	Perú.....	80
9.2.	Normalización de los Datos .....	81
9.2.1.	Datos OSINERGMIN No 037-2024-OS/CD (Perú).....	81
9.2.1.	Datos CNE (Chile) .....	83
9.2.2.	Datos Circular CREG 76 de 2024.....	83
9.3.	Conformación de las Unidades Constructivas UC.....	87
9.4.	Base de Datos Actualizada.....	97
9.5.	Metodología Determinación de la Vida Útil .....	97

9.5.1.	Enfoque metodológico .....	103
9.5.1.1.	Colombia: Enfoque Basado en Unidades Constructivas (UC).....	103
9.5.1.2.	Chile: Enfoque Basado en Categorías Detalladas .....	103
9.5.1.3.	Diferencias Claves entre los Enfoques .....	104
9.6.	Conclusiones Integración de Nuevas Tecnologías en el Sistema de Transmisión	105
10.	Metodología para la Actualización de Precios .....	106
10.1.	Estado del arte .....	106
10.1.1.	Preprocesamiento de los datos .....	106
10.1.2.	Selección de variables .....	108
10.1.3.	Técnicas de modelado de series de tiempo comúnmente utilizadas .....	109
10.1.4.	Proceso de entrenamiento .....	113
10.1.5.	Comparación de las métricas de desempeño para el modelado de series de tiempo	115
10.2.	Conclusiones Metodología para la Actualización de Precios de Unidades Constructivas .....	116
11.	Metodología Propuesta para la Actualización de Costos de Unidad Constructiva	118
11.1.	Definición .....	118
11.2.	Diseño funcional de la solución propuesta .....	0
11.3.	Preprocesamiento de datos.....	1
11.4.	Análisis factorial .....	2
11.5.	Modelos basados en inteligencia artificial.....	3
11.6.	Selección adecuada de una arquitectura de red neuronal.....	5
11.7.	Proceso de entrenamiento .....	6
11.8.	Métricas utilizadas para la evaluación del desempeño de los modelos .....	6
11.9.	Conclusiones Metodología Propuesta para la Actualización de Costos de Unidades Constructivas .....	8
12.	Implementación.....	9
12.1.	Interfaz de actualización de costos de las unidades constructivas .....	9
12.2.	Resultados .....	11
12.3.	Instalación e implementación de la aplicación para la actualización de costos de UC.	37
12.4.	Conclusiones Metodología Actualización de Costos de Unidad Constructiva .	37
12.5.	Principales hallazgos del estudio .....	38
12.6.	Limitaciones del estudio y futuras líneas de trabajo .....	39



13. Referencias Bibliográficas .....	39
ANEXO A.....	47
ANEXO B.....	48
ANEXO C .....	0
Análisis de Indexadores de Precios para el Sector de Energía Eléctrica en Colombia.....	0
1) Resumen Ejecutivo .....	0
2) Metodología Actual: Análisis del Índice de Precios al Productor (IPP) colombiano..	0
2.1. Explicación Metodología de Cálculo del IPP por el DANE en Colombia.....	0
2.2. Identificación de Componentes Específicos dentro del IPP relevantes para el Sector de Energía Eléctrica .....	1
3) Composición de los Costos de Construcción de Infraestructura Eléctrica en Colombia	2
3.1. Identificación de los Principales Materiales, Equipos y Mano de Obra Involucrados .....	2
3.2. Análisis del Peso Relativo y los Impulsores de Costos de Estos Componentes...	3
4) Exploración de Índices de Precios Alternativos en Colombia .....	4
4.1. Examen del Índice de Costos de la Construcción de Vivienda (ICCV): Metodología y Desglose de Componentes .....	4
4.2. Análisis de otros Índices de Precios Sectoriales potencialmente relevantes disponibles en Colombia.....	4
5) Índices Internacionales de precios de Materias Primas .....	5
5.1. Identificación y análisis de Índices Internacionales clave para materiales y equipos relevantes en Infraestructura Eléctrica .....	5
5.2. Evaluación de su relevancia y aplicabilidad al Mercado Colombiano .....	6
6) Análisis de volatilidad histórica y correlación.....	7
6.1. Análisis comparativo de la volatilidad histórica del IPP con otros índices identificados.....	7
6.2. Evaluación de cuál índice refleja de manera más precisa las fluctuaciones de los costos en el Sector de Energía Eléctrica .....	7
7) Índices de precios específicos para la construcción de infraestructura energética a nivel internacional .....	7
8) Evaluación de las ventajas y desventajas de continuar utilizando el IPP frente a la adopción de un índice alternativo .....	8
8.1. Ventajas y desventajas de continuar utilizando el IPP .....	8
8.2. Pros y Contras de adoptar un índice alternativo.....	8
9) Comparativo IPP – ICOCIV .....	10

10)	Conclusión y recomendaciones de Política.....	10
11)	Bibliografía .....	12

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Señales por UC.....	14
Tabla 2. Tipos de CSM .....	14
Tabla 3. Delivery Duty Paid DDP .....	15
Tabla 4. Índices de precios de acuerdo con los tipos de infraestructura .....	17
Tabla 5. Fuentes de información.....	20
Tabla 6. Tabla de propuestas de nuevas UC .....	22
Tabla 7. Muestreo de información recopilada primaria.....	26
Tabla 8. Recopilación de información por empresa entrevistadas.....	27
Tabla 9. Recopilación de información por empresa CREG Circular 012 del 2024.....	28
Tabla 10. Recopilación de información por empresa CREG Circular 012 del 2024.....	30
Tabla 11. Tecnologías reportadas descartadas - CREG Circular 012 del 2024.....	31
Tabla 12. Recopilación de información por empresa CREG Circular 076 del 2024.....	35
Tabla 13. UC no Asimiladas.....	36
Tabla 14. Tabla respuestas Circular 092 de 2024.....	36
Tabla 15. Activos reportados plan de expansión de Transmisión 2022-2036.....	37
Tabla 16. Experiencia Internacional .....	37
Tabla 17. Consolidado de las Unidades constructivas de Nuevas Tecnologías .....	55
Tabla 18. UC no incluidas en la Resolución CREG 011 de 2009. ....	56
Tabla 19. Unidades Constructivas Propuestas, pero No Consideradas .....	58
Tabla 20. Costos asociados al sistema de almacenamiento SAEB.....	64
Tabla 21. Costos Asociados a STATCOM de 90 MVar. ....	64
Tabla 22. Referencia porcentual respecto al valor total del STATCOM reportado por PEL .....	65
Tabla 23. Costo de las STATCOM con la metodología de estimación de precios .....	66
Tabla 24. Costo del capital de los componentes reactivos .....	66
Tabla 25. Costo de la inversión en equipos de transmisión .....	66
Tabla 26. Referencia porcentual respecto al valor total del FACTS reportado por Transelca .....	67
Tabla 27. Costo de los SVC con la metodología aplicada.....	67
Tabla 28. Costo unidad constructiva de DFACTS .....	68
Tabla 29. Costos de una estación convertidora HVDC .....	69
Tabla 30. Comparación de costos de estaciones convertidoras de acuerdo con su potencia a precios de 2007 .....	69
Tabla 31. Unidad constructiva sistema de conversión.....	70
Tabla 32. Costo de una subestación convertidora bipolo aplicando la metodología.....	70
Tabla 33. Costo de los km de red HVDC bipolo con retorno metálico .....	71
Tabla 34. Costo de los km de conductor desnudo HTLS .....	72
Tabla 35. Descripción de costos de PMU .....	73

Tabla 36. Resumen de unidad constructiva de PMU.....	74
Tabla 37. Fuentes de Información Internacionales.....	79
Tabla 38. Ejemplo composición BD Perú Perú.....	81
Tabla 39. Valor Interruptor de 40kA .....	82
Tabla 40. Cálculo de mediana y límites para precios de base de datos Osinergmin. ....	82
Tabla 41. Ejemplo UC no asimiladas, reporte Perú.....	83
Tabla 42. Ejemplo UC no asimiladas, reporte Circular CREG 076 de 2024 .....	84
Tabla 43. Ejemplo configuración UC N5L2 basada en la circular CREG 038 de 2014 .....	89
Tabla 44. Ejemplo Homologación de códigos para la Resolución CREG 011 de 2009 - Circular CREG 090 de 2021 .....	92
Tabla 45. UC's con mayores variaciones porcentuales circular 090 de 2021 - Metodología Propuesta .....	93
Tabla 46. Comparativo Metodologías Determinación Vida Útil.....	97
Tabla 47. Familia de Activos .....	101
Tabla 48. Familia de Activos .....	102
Tabla 49. Comparación Vida útil Colombia y Chile .....	102
Tabla 50. Resumen de las técnicas usualmente utilizadas en el modelado de series de tiempo.....	111
Tabla 51. Resumen de técnicas comúnmente utilizadas para el entrenamiento de modelos de series de tiempo .....	114
Tabla 52. Resumen de técnicas comúnmente utilizadas en la comparación de desempeño de modelos de series de tiempo .....	115
Tabla 53. Fuentes de las variables exógenas utilizadas por la metodología propuesta....	11
Tabla 54. Configuración de la red neuronal multicapa seleccionada.....	16
Tabla 55. Configuración de la red neuronal monocapa seleccionada .....	16
Tabla 56. Configuración del modelo basado en <i>random forest</i> seleccionado.....	17
Tabla 57. Configuración del modelo XGBRegressor (árbol de decisión) seleccionado ....	17

## ÍNDICE DE IMÁGENES

	<b>Pág.</b>
Imagen 1. Esquema simplificado de un SVC .....	46
Imagen 2. Configuración de un STATCOM en redes de transmisión .....	48
Imagen 3. Esquema de un STATCOM de 100MVar .....	48
Imagen 4. Esquema de un módulo DFACTS o Smart Valve .....	54
Imagen 5. Diagrama de conexiones DFACTS o SmartValve .....	54
Imagen 6. Opciones Incoterms .....	76
Imagen 7. Ejemplo UC variación de valores UC CP501 reporte circular 076 de 2024.....	85
Imagen 8. Ejemplo UC variación de valores UC ATR01 reporte circular 076 de 2024 .....	85
Imagen 9. Ejemplo UC variación de valores UC N6S1 reporte circular 076 de 2024 .....	86
Imagen 10. Ejemplo UC variación de valores UC CP503 reporte circular 076 de 2024....	86
Imagen 11. Índice mundial de contenedores, Flete promedio ANALDEX.....	88
Imagen 12. Índice mundial de contenedores, Flete promedio TRADING ECONOMICS....	88
Imagen 13. Diferencia entre el costo CIF y DDP es de 39.8 % aplicado para Subestaciones. .....	89
Imagen 14. Diferencia entre el costo CIF y DDP es de 45.2 % aplicado para Líneas.....	90
Imagen 15. Ejemplo identificación Ouliers. ....	92
Imagen 16. Comparativo UC N6S12 de acuerdo con cada Base de Datos.....	94
Imagen 17. Comparativo UC N6S17 de acuerdo con cada Base de Datos.....	94
Imagen 18. Comparativo UC N6S11 de acuerdo con cada Base de Datos.....	95
Imagen 19. Comparativo UC N6S7 de acuerdo con cada Base de Datos.....	95
Imagen 20. Comparativo UC N6S9 de acuerdo con cada Base de Datos.....	96
Imagen 21. Comparativo UC N6S10 de acuerdo con cada Base de Datos.....	96
Imagen 23. Metodología propuesta para la actualización de los costos de las UCs.....	0
Imagen 24. Metodología propuesta para la actualización de los costos de las UCs.....	1
Imagen 25. Mapa de calor de cargas factoriales.....	3
Imagen 26. Topología de las redes neuronales (Fakhreddine O. Karray & Silva, 2004).....	4
Imagen 27. Partición binaria recursiva de subespacios bidimensionales .....	6
Imagen 28. Representación gráfica del árbol de decisión. ....	6
Imagen 29. Ejemplo listado de UUCC disponibles. ....	9
Imagen 30. Sección de ingreso de datos .....	10
Imagen 31. Formato de CSV esperado.....	10
Imagen 32. Resultados de un modelo de actualización de costos de la UC.....	11
Imagen 33. Mapa de calor del análisis factorial.....	13
Imagen 34. Factor de contribución de las variables económicas dentro de la variabilidad de los costos de las unidades constructivas .....	14
Imagen 35. Resultados del proceso de entrenamiento de los modelos obtenidos para la actualización de costos de la UC .....	18
Imagen 36. Comportamiento de las variables macroeconómicas seleccionadas para los años 2011 – 2022. ....	0
Imagen 37. Función de densidad de probabilidad de los errores obtenidos durante el proceso de entrenamiento de los modelos para la actualización de costos de la UC.....	0

Imagen 38. Resultados de actualización de los costos de la UC ATR01 para el año 2011.	32
Imagen 39. Resultados de actualización de los costos de la UC CP209 para el año 2012.	32
Imagen 40. Resultados de actualización de los costos de la UC CP501 para el año 2013.	33
Imagen 41. Resultados de actualización de los costos de la UC LI211 para el año 2014.	33
Imagen 42. Resultados de actualización de los costos de la UC LI231 para el año 2015.	34
Imagen 43. Resultados de actualización de los costos de la UC LI511 para el año 2016.	34
Imagen 44. Resultados de actualización de los costos de la UC REA01 para el año 2017.	35
Imagen 45. Resultados de actualización de los costos de la UC SE201 para el año 2018.	35
Imagen 46. Resultados de actualización de los costos de la UC SE511 para el año 2019.	36
Imagen 47. Resultados de actualización de los costos de la UC SE514 para el año 2020.	36

## **1. Introducción**

El presente documento consolida los resultados de los estudios realizados en el marco del Contrato de Consultoría N° 2024-112 ISES SAS para el estudio técnico de actualización de las Unidades Constructivas (UC) de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El principal objetivo de este estudio fue la identificación de tecnologías emergentes, así como el análisis y actualización de los precios de las unidades constructivas (UC) bajo el marco regulatorio de la Resolución CREG 011 de 2009 y una propuesta metodológica para la actualización de precios. Este esfuerzo responde a la creciente complejidad y dinamismo del sector eléctrico, exigiendo soluciones avanzadas y metodologías innovadoras que garanticen su sostenibilidad.

El sector eléctrico enfrenta transformaciones aceleradas debido a la incorporación de tecnologías disruptivas y los cambios en las dinámicas económicas y regulatorias. En este contexto, la Resolución CREG 011 de 2009, que establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión y define las UC como elementos en la valoración de activos, requiere una actualización integral. Este documento aborda esa necesidad proponiendo un marco metodológico que asegure una representación precisa de los costos reales de los activos, al tiempo que fomente inversiones estratégicas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

El presente informe se enfoca en tres pilares fundamentales:

1. **Identificación y Definición de Nuevas Tecnologías y Unidades Constructivas:** Las tecnologías emergentes, tales como el Dynamic Line Rating (DLR), las Phasor Measurement Units (PMU), los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB), y los sistemas HVDC, representan una oportunidad para transformar el STN. La integración de estas nuevas tecnologías en el STN requiere la definición de nuevas UC que posibiliten una valoración adecuada de los activos, asegurando así una remuneración proporcional a las inversiones de los transmisores. Asimismo, es necesario actualizar la información sobre las UC existentes para reflejar las variaciones en los precios de materiales, equipos y mano de obra, y asegurar que los cálculos de remuneración se alineen con los costos actuales del sector a través de la definición de nuevas UC adaptadas al contexto colombiano.

2. **Revisión y Actualización de los Valores de las UC Existentes:** La asignación de valores adecuados a las UC existentes es un paso importante para garantizar su correspondencia con las realidades del mercado. Este análisis incluye la revisión de datos de diferentes fuentes, la actualización de precios de referencia y la incorporación de activos convencionales no considerados previamente. Para ello, se emplearon metodologías que minimicen posibles desviaciones y sesgos en los resultados. Esta actualización se dividió en dos partes, la primera asociada con la identificación y valoración de las nuevas tecnologías para su incorporación al STN, junto con activos convencionales no incluidos en las base de datos de la Resolución CREG 011 de 2009; y la segunda, relacionada con la revisión de las UC vigentes y su actualización a precios de referencia, que disminuyan la brecha entre los valores razonables de mercado y los regulatorios, entendiendo las limitantes en la información comercial de fabricantes, debido a condiciones de competencia y confidencialidad.

3. Metodología para la Actualización de Precios: Se propone un enfoque basado en técnicas avanzadas, incluyendo inteligencia artificial y análisis multivariado, que permite proyectar y actualizar costos de manera precisa. Esta metodología tiene como propósito establecer un marco analítico robusto que facilite la actualización con el mayor ajuste a los precios comerciales de las Unidades Constructivas, asegurando que las estimaciones reflejen adecuadamente los costos reales y se ajusten a las fluctuaciones del mercado. Además, este enfoque pretende capturar la complejidad y variabilidad inherente a cada uno de los componentes, garantizando así una representación precisa de las condiciones dinámicas del sector energético, incluyendo aspectos como las tendencias tecnológicas y el impacto de factores macroeconómicos.

El documento tiene como finalidad proporcionar un marco analítico integral que permita a los actores del sector eléctrico, tanto reguladores como operativos, contar con información y herramientas para la toma de decisiones. Este enfoque no solo busca garantizar la sostenibilidad del STN, sino también anticipar y mitigar desafíos futuros mediante la adopción de prácticas avanzadas y metodologías adaptativas.

Se espera que este estudio contribuya a la actualización de la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia, facilitando la incorporación de nuevas tecnologías en el STN y promoviendo la eficiencia, la confiabilidad y la sostenibilidad del sistema.

## **2. Objetivo**

Identificar las nuevas tecnologías que se estén utilizando para hacer más eficiente el sistema de transmisión, incluyendo activos que aumenten la capacidad de los existentes, así como analizar la variación de precios de las unidades constructivas a considerar en la metodología de transmisión y proponer la forma de actualizarlos.

## **3. Metodología**

Para lograr este objetivo, la metodología empleada se basó en la integración de tres enfoques principales:

- i. Identificación y valoración de nuevas tecnologías:
  - Recopilación de información sobre nuevas tecnologías de transmisión a través de la revisión de documentos técnicos, entrevistas con expertos, información de fabricantes y respuestas a circulares de la CREG.
  - Análisis de la información para determinar la viabilidad de las nuevas tecnologías en el contexto colombiano, considerando criterios como la eficiencia, el impacto ambiental, la seguridad y la aplicabilidad.
  - Definición de nuevas Unidades Constructivas (UC) que incorporen las nuevas tecnologías, incluyendo especificaciones técnicas, componentes y criterios de clasificación.
  - Valoración de las nuevas UC mediante la aplicación de diferentes métodos de estimación de costos, como la estimación detallada, la analogía y el método paramétrico.



- Análisis de riesgos para identificar y cuantificar los factores que podrían afectar las estimaciones de costos.
- ii. Actualización de valores de UC existentes:
- Recopilación de información sobre los costos de las UC existentes a través de la revisión de documentos regulatorios, información de la CREG, datos de convocatorias UPME y referencias internacionales.

Documento	Tipo de información
Resoluciones CREG 011 de 2009	Metodología de remuneración de transmisión Metodología de valoración
Resoluciones CREG 015 de 2018	Metodología de remuneración de distribución.
Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036	Se consideró este documento para identificar los proyectos de expansión y su impacto en las Unidades Constructivas.
Circulares CREG 038 de 2014	Conformación de las UC
Circulares CREG 029 de 2018	Conformación de las UC
Circulares CREG 090 de 2021	Estudio realizado por la empresa LEVIN
Circulares CREG 012 de 2024	Reportes de precios por empresas de nuevas tecnologías
Circulares CREG 076 de 2024	Reportes de precios por empresas de proyectos de convocatorias ejecutadas
Circulares CREG 092 de 2024	Reportes de precios por empresas de ampliaciones realizadas

- Normalización de los datos mediante la aplicación de métodos estadísticos para eliminar valores extremos y obtener valores representativos.
  - Conformación de las UC utilizando criterios de homologación para asimilar la información a la estructura de la regulación colombiana.
  - Análisis de la vida útil de las UC, comparando las metodologías utilizadas en Colombia y otros países, como Chile.
- iii. Desarrollo de una metodología automatizada para la actualización de precios:
- Análisis del estado del arte en técnicas de modelado de series de tiempo, incluyendo preprocesamiento de datos, selección de variables, métodos de estimación y métricas de evaluación.
  - Definición de una metodología que integre análisis factorial, redes neuronales artificiales y random forest para la estimación de los costos de las UC.
  - Implementación de la metodología en una herramienta que permita la actualización continua de las UC, considerando variables macroeconómicas relevantes.
  - Validación del desempeño de la herramienta mediante la comparación de los resultados con las metodologías actuales.

#### **4. Alcance**

Este estudio se encargará de la definición de nuevas unidades constructivas, incluyendo la identificación, descripción, clasificación y valoración de tecnologías emergentes en la transmisión de energía eléctrica. Esto abarca tecnologías emergentes como DLR, PMU, SAEB, FACTS, HVDC, entre otras.

Además, se actualizarán los valores de referencia de las unidades constructivas existentes en la Resolución CREG 011 de 2009, buscando que reflejen los costos actuales del mercado. Para ello, se utilizará información de diversas fuentes, como datos de la CREG, convocatorias UPME y referencias internacionales. Se busca que los valores reflejen los costos actuales del mercado y se ajusten a la realidad del sector.

Otro aspecto importante del estudio será el desarrollo e implementación de una metodología automatizada para la actualización de precios de las unidades constructivas UC. Esta metodología se basará en técnicas de inteligencia artificial y análisis estadístico multivariado, con el objetivo de automatizar el proceso, mejorar la precisión de las estimaciones y facilitar la incorporación de nuevas variables. Como resultado, se espera obtener una herramienta que permita la actualización continua de los costos de las unidades constructivas, considerando variables macroeconómicas relevantes. Esta herramienta facilitará la gestión de la información y la toma de decisiones por parte de la CREG.

#### **5. Antecedentes**

La valoración de activos en el sistema de transmisión de energía eléctrica es un proceso en constante evolución que debe adaptarse a las dinámicas del sector y a las nuevas tecnologías. Para comprender el contexto actual en Colombia e identificar la necesidad de incorporar nuevas Unidades Constructivas (UC) que reflejen la innovación tecnológica, es preciso analizar los antecedentes que han moldeado alrededor de la metodología de valoración conforme la regulación vigente.

- **Resolución CREG 011 de 2009**

La Resolución CREG 011 de 2009 establece criterios y fórmulas para la remuneración de las empresas transmisoras. A través de las Unidades Constructivas establece los valores que se reconocen para los activos que se encuentran instalados y los que no son construidos mediante procesos de convocatoria como lo son las “Ampliaciones”. La base de esta resolución se encuentra en la Resolución 051 de 1998, que definió los primeros lineamientos.

La base metodológica de la Resolución CREG 011 de 2009 acogió los siguientes lineamientos:

- Establecer costos unitarios para cada tipo de activo, diferenciando entre líneas de transmisión (valoradas por km) y subestaciones (discriminadas por bahías y transformadores).

- La CREG recopilaba información en 2006 y, según los criterios de los expertos en la consultoría de la época, definieron las UC y su metodología de actualización basada en la indexación de valores de 2006 al 2008 de las empresas del sector.
- Se verificaron los elementos técnicos de las Unidades Constructivas (UC).
- Se establecieron valores Free On Board (FOB) relacionados con los costos logísticos propios del comercio internacional, eficientes para cada componente, utilizando técnicas de análisis de eficiencia como el Análisis Envolvente de Datos (DEA).

Asimismo, la Resolución CREG 011 de 2009 introdujo modificaciones importantes a la propuesta inicial de la Resolución 110 de 2007, basándose en los comentarios de los agentes del sector:

1. Metodología de Actualización de Costos: se estableció la actualización del costo de las UC expresando en pesos del año de compra cada uno de los costos de los elementos, actualizándolos con el Índice de Precios al Productor (IPP) hasta el año 2008.
2. Descuento del IVA: se reconoció el derecho de las empresas a descontar el IVA pagado en la importación de maquinaria, según el Estatuto Tributario.
3. Reconocimiento de Costos Financieros: se incluyeron los costos financieros durante la etapa de construcción.
4. Incorporación de Nuevas Unidades Constructivas: se añadieron UC como el Módulo de Barras, el Diferencial de Barras, el Corte Central, configuraciones de barra doble en subestaciones encapsuladas en SF6, los Centros de Supervisión y Maniobra, y los Equipos de Control de Tensión y Potencia Reactiva (VQ).
5. Definición de Áreas Típicas: se revisaron y establecieron las áreas típicas para las UC, incorporando áreas específicas como bahías, módulos de compensación y módulos de transformación.
6. Criterios de Eficiencia: se estableció la alineación de los costos con criterios de eficiencia, considerando la longitud de las líneas y las características de las subestaciones.

Teniendo en cuenta que los costos de los activos debían alinearse con criterios de eficiencia y considerar elementos como la longitud de las líneas de transmisión y las características específicas de las subestaciones, se destacó la importancia de establecer adecuadamente las Unidades Constructivas (UC). Las UC para las subestaciones se desagregaron de la siguiente manera:

- **Subestaciones:** se clasificaron según su configuración Barra Sencilla (BS), Barra Principal y Transferencia (BPT), Doble Barra (DB), Doble Barra más Seccionador de Transferencia (DBT), Doble Barra más Seccionador de By-Pass (DBB), Interruptor y Medio (IM), Anillo (AN), Encapsulada Doble Barra (EDB), Encapsulada

Doble Barra más Seccionador de Transferencia (EDBT) y el número de bahías (Tipo 1: hasta 6 bahías; Tipo 2: más de 6 bahías).

- **Líneas de Transmisión:** se expresaron en km y se agruparon por niveles de altura sobre el nivel del mar (Nivel 1: hasta 500m; Nivel 2: 500m a 2000m; Nivel 3: más de 2000m).
- **Centros de Supervisión y Maniobra (CSM):** se clasificaron según el número de señales que manejan, estimado a partir de las bahías.

Tabla 1. Señales por UC

Unidad Constructiva	Configuración	Señales
Bahía de Línea	Todas, excepto IM y AN	108
Bahía de Línea	IM y AN	162
Bahía de Transformador	Todas, excepto IM y AN	160
Bahía de Transformador	IM y AN	240
Bahías de Acople o Transferencia		108

**Fuente:** Documento CREG010-2009, *Metodología para la Remuneración*. Capítulo 3, p.46

Tabla 2. Tipos de CSM

Tipo	Señales
1	Hasta 5.000
2	Desde 5.001 hasta 15,000
3	Desde 15.001 hasta 50.000
4	Más de 50.000

**Fuente:** Documento CREG 010-2009, *Metodología para la Remuneración*. Capítulo 3, p.46

- Otras UC: Autotransformadores, Reactores en terciarios de Autotransformadores, Equipos de Compensación, Equipos para Control de Reactivos.

En cuanto a la estimación de la Vida Útil de las UC's:

- Se propuso una vida útil de 40 años para líneas, 25 años para equipos de subestación y 10 años para sistemas de control.
- Se comparó con la práctica internacional (35 a 40 años para líneas y 30 años para subestaciones).

Adicionalmente, se consideraron otros aspectos de la valoración como:

- Valor del Acero: Se recopiló información de proveedores mediante convocatorias.
- Factor de Instalación: Se calculó con base en los costos FOB, Cost Insurance and Freight (CIF), Delivery Duty Paid (DDP), obras civiles, gestión ambiental, ingeniería, servidumbre y costos financieros.

Para el DDP se tuvo en cuenta lo siguiente:

Tabla 3. Delivery Duty Paid DDP

Componente	Porcentaje
Transporte Marítimo	3.19%
Seguro Marítimo	0.40%
FOB	100.00%
<b>Total CIF</b>	<b>103.59%</b>
Líneas y Subestaciones	

**Fuente:** Documento CREG 010-2009, *Metodología para la Remuneración*. Capítulo 3, p.46

Componente	Porcentaje (Líneas)	Porcentaje (Subestaciones)
Bodegaje	1.66%	1.66%
Arancel	13.29%	15.53%
Transporte Terrestre	2.05%	2.05%
Seguro Terrestre	0.52%	0.52%
IVA	18.70%	19.06%
<b>Total Otros</b>	<b>36.22%</b>	<b>38.82%</b>

**Fuente:** Documento CREG 010-2009, *Metodología para la Remuneración*. Capítulo 3, p.46

En este procedimiento se realizó un ajuste en el cálculo del costo del IVA relacionado con el arancel de importación para los activos de transmisión de energía, de acuerdo con el siguiente enfoque:

1. Reconocimiento parcial del IVA sobre el arancel: en lugar de reconocer el 16% del valor CIF + arancel como IVA, se opta por reconocer solo el costo financiero que una empresa incurriría al financiar este valor mientras lo descuenta de su impuesto de renta.
2. Cálculo del período de financiamiento: se estima que el proceso de deducir el IVA del impuesto de renta toma aproximadamente un año o más. Por lo tanto, el valor reconocido solo incluye el interés o costo financiero necesario para cubrir este período.
3. Cálculo de los factores de ajuste: con esta metodología, se determinan factores de ajuste para los precios DDP (Delivered Duty Paid) en la valoración de las Unidades Constructivas (UC), que incluyen tanto el precio base como el costo del arancel e IVA ajustado:
  - 122,60% para las UC de subestaciones.
  - 124,84% para las UC de líneas.

4. Obras Civiles: se describen las unidades constructivas comunes y específicas de las subestaciones eléctricas, que incluyen zonas comunes exteriores, drenajes, suministro de agua, malla de tierra, alumbrado exterior, portería, obras de servicios auxiliares, cárcamo colector y un edificio de control de 200 m<sup>2</sup>. Además, se detallan las unidades constructivas para bahías, como fundaciones de equipos, cárcamos y canalizaciones, casetas de control (una para dos campos).
5. Ajuste en el Cálculo del IVA: se reconoció solo el costo financiero del IVA durante el período de deducción del impuesto de renta.
6. Gestión Ambiental: se establecieron costos fijos por km para líneas de 230kV y 500kV.
7. Factores de Ingeniería: se definieron costos fijos por km para ingeniería, interventoría y asesoría.
8. Servidumbre: se estimaron valores por km para cada nivel de tensión

#### **Ver Anexo 1. Desagregación Variables de Costo CREG 011-2009**

- **Circular CREG 038 de 2014**

La Circular CREG 038 de 2014 responde a la necesidad de actualizar los precios de las UC establecidos en las Resoluciones CREG 097 de 2008 (metodología de distribución STR y SDL) y CREG 011 de 2009 (metodología de transmisión). El objetivo principal era asegurar que la remuneración de empresas de distribución de energía eléctrica reflejara de manera ajustada los costos reales de los activos, considerando las fluctuaciones en los precios de los materiales, equipos y mano de obra, así como la incorporación de nuevas tecnologías.

Los principales aspectos de la Circular CREG 038 de 2014 fueron:

- La resolución se enfocó en la actualización de los precios de las UC definidas en las resoluciones previas, abarcando tanto líneas de transmisión como subestaciones.
- Se recopiló información de diversas fuentes como: Resolución CREG 097 de 2008 y 011 2009, datos de fabricantes y referencias internacionales de Chile y Perú asegurar la robustez del análisis.
- Se implementó una metodología rigurosa basada en el uso de índices de precios nacionales e internacionales para actualizar los costos de los diferentes elementos que componen las UC.
- Se utilizaron diversos índices de precios para capturar las variaciones en los costos de los diferentes componentes de las UC. Los índices nacionales incluyeron:
  - o **IPC Total:** Índice de Precios al Consumidor total.
  - o **IPP Total:** Índice de Precios al Productor total.
  - o **IPP Industria Manufacturera:** Índice de Precios al Productor para la industria manufacturera.
  - o **IPP Maquinaria y Aparatos Eléctricos:** Índice de Precios al Productor para maquinaria y aparatos eléctricos (productos producidos y consumidos).
  - o **PPI All Commodities:** Índice de Precios al Productor para todas las mercancías.

- o **PPI Finished Goods:** Índice de Precios al Productor para bienes terminados.
- o **PPI Switchgear and Switchboard Apparatus Manufacturing:** Índice de Precios al Productor para la fabricación de aparatos de conmutación y tableros de distribución (importados).
- Se realizó un proceso de revisión, ajuste y depuración de la información recopilada para eliminar datos inconsistentes o extremos que pudieran afectar la precisión del análisis.
- Se utilizó la mediana como medida de tendencia central para la estimación de los precios de las UC. La mediana ofrece una medida robusta que no se ve afectada por valores extremos, lo que permite obtener una estimación más precisa del valor central de los datos.
- Se llevó a cabo un análisis comparativo entre los precios obtenidos de las diferentes fuentes de información para identificar posibles discrepancias y asegurar la consistencia de los resultados.

A continuación, se detalla la metodología aplicada:

1. Identificación de las UC: se identificaron las UC definidas en las Resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 011 de 2009 que requerían actualización de precios.
2. Desagregación de las UC: se desagregaron las UC en sus componentes principales, como conductores, aisladores, herrajes, transformadores, interruptores, entre otros.
3. Recopilación de Información de Precios: como se indicó anteriormente se usaron diversas fuentes, incluyendo los agentes del sector, fabricantes de equipos, bases de datos de precios nacionales e internacionales, los componentes de las UC.
4. Actualización de Precios: se actualizaron los precios de los componentes de las UC utilizando los índices de precios seleccionados. Se aplicó el índice más relevante a cada componente, considerando la naturaleza del elemento y su evolución en el mercado. Ver tabla 4

Tabla 4. Índices de precios de acuerdo con los tipos de infraestructura

Categoría		Descripción	Índice de Precios
Equipos 230 kV	Subestación	Equipos importados para subestaciones de 230 kV.	PPI Switchgear and Switchboard Apparatus Manufacturing
Equipos 500 kV	Subestación	Equipos importados para subestaciones de 500 kV.	PPI Switchgear and Switchboard Apparatus Manufacturing
Equipos NT4	Subestación	Equipos importados para subestaciones de nivel de tensión 4.	PPI Switchgear and Switchboard Apparatus Manufacturing
Equipos NT3	Subestación	Equipos producidos localmente e importados para subestaciones de nivel de tensión 3.	IPP Maquinaria y Aparatos Eléctricos
Equipos NT2	Subestación	Equipos producidos localmente e importados para subestaciones de nivel de tensión 2.	IPP Maquinaria y Aparatos Eléctricos



Categoría	Descripción	Índice de Precios
Módulos Encapsulados STN	Módulos que integran varios equipos en una sola unidad para subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN).	PPI Switchgear and Switchboard Apparatus Manufacturing
Módulos y Celdas STR y SDL	Módulos y celdas para subestaciones de Transmisión Regional (STR) y Subestaciones de Distribución Local (SDL).	Índices de los diferentes equipos encapsulados
Conductores STN	Conductores para líneas de transmisión del STN.	Power wire and cable
Conductores STR y SDL	Conductores para líneas de transmisión del STR y SDL.	Power wire and cable
Estructuras STN	Estructuras de soporte para líneas de transmisión del STN.	Precio por tonelada de acero
Aisladores STN	Cadenas de aisladores para líneas de transmisión del STN.	Varios índices
Transformadores de Potencia STN	Transformadores de potencia para subestaciones del STN.	PPI Electric power and specialty transformer manufacturing
Transformadores de Potencia STR y SDL	Transformadores de potencia para subestaciones del STR y SDL.	PPI Electric power and specialty transformer manufacturing
Compensadores Distribución	Compensadores para subestaciones de distribución.	PPI Electric power and specialty transformer manufacturing
Compensadores Transmisión	Compensadores para subestaciones de transmisión.	Distintos índices para las UC y equipos individuales

5. Estimación del Costo de las UC: se estimó el costo de cada UC sumando los costos actualizados de sus componentes.
6. Análisis de Sensibilidad: se realizó un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de la variación de los índices de precios en el costo final de las UC.



**Fuente:** Circular 038-2014 Rev 3, Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), p.12

- **Resolución CREG 015 de 2018**

El Capítulo 14 de la Resolución CREG 015-2018, define las Unidades Constructivas (UC) necesarias para valorar los nuevos activos en el ámbito de la distribución de energía eléctrica. Este apartado es relevante para establecer una normativa que permita la adecuada remuneración de las inversiones en infraestructura eléctrica a lo largo del periodo tarifario.

Los principales aspectos de la Resolución CREG 015 de 2018 fueron:

1. Se definieron las UC aplicables a los Sistemas de Transmisión (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL) para la valoración de inversiones en todos los niveles de tensión, con base en los valores reportados en la Circular CREG 038 de 2014, actualizándolos a precios de diciembre 2017.
2. Se definen dos conjuntos de unidades constructivas, el primero usado para valorar los activos del periodo anterior a 2008. Estas fueron definidas en el capítulo 15 ibid. El segundo se usa para valorar la infraestructura posterior a 2008. Capítulo 14, ambas secciones se expresan en precios constantes de diciembre de 2017.
3. Existen UC comunes a la Resolución CREG 011 de 2009, especialmente las asociadas a los activos de conexión al STN y las bahías del STN con tensiones de los devanados de baja inferiores a 220 kV en configuración Anillo o Interruptor y Medio.
4. Se estableció un procedimiento para el reconocimiento de costos socioambientales y de servidumbres relacionados con proyectos de activos:
  - Si los costos son menores o iguales al 5% del valor de las UC, se reconocerán según los comprobantes de costo.

- Si exceden el 5%, se reconocerán de acuerdo con la escritura pública que se constituya según el valor que se determine mediante sentencia judicial. Los costos sociales o ambientales que excedan el 5% del costo de las Unidades Constructivas (UC) del proyecto serán reconocidos de acuerdo con la alternativa más adecuada aprobada por la ANLA o la autoridad competente en cada situación.
5. Reconocimiento de Costos: los costos asociados a los activos de uso se reportarán y reconocerán en la anualidad del año siguiente a la entrada en operación del proyecto, asegurando que se reflejen adecuadamente en la remuneración.
- **Circular CREG 029 de 2018**

En la Circular 029 de 2018, la CREG publica los requisitos necesarios a fin de que los operadores de red que atienden el STR y el SDL presenten su solicitud de ingreso, conforme a la nueva metodología de distribución establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. En el Anexo “**Circular029-2018 conformación UC Capítulo 14 CREG 015 de 2018.xlsx**” y “**Circular029-2018 conformación UC Capítulo 15 CREG 015 de 2018.xlsx**” de conformación de UCs se detalla cada Unidad Constructiva, desglosando los elementos que la componen, las proporciones de cada equipo respecto al valor total, y la discriminación de sus costos en precios de diciembre de 2017. A diferencia de la Resolución CREG 011 de 2009, en esta ocasión se presenta un mayor nivel de detalle sobre la infraestructura del STR y los activos de conexión al STN.

- **Circular CREG 090 de 2021**

A través de la Circular 090 de 2021, el Regulador publica los estudios de actualización de los valores de las Unidades Constructivas (UC) a diciembre de 2020, empleadas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) de Colombia, con base en la Circular CREG 038 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 177 de 2016. El objetivo principal era homologar los activos existentes y futuros, incluyendo aquellos que no se pueden clasificar con las UC existentes.

La metodología empleada se basa en la revisión de los componentes de cada UC, incluyendo sus cantidades y precios. Para ello, se consultaron fuentes de información como:

Tabla 5. Fuentes de información

Tipo de Fuente	Descripción	Ejemplo
Documentos Normativos y Regulatorios	Documentos oficiales que establecen las normas y regulaciones para el sector eléctrico colombiano.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resolución CREG 011 de 2009.</li> <li>• Circular CREG 038 de 2014.</li> <li>• Proyecto de resolución CREG 177 de 2016.</li> <li>• Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).</li> </ul>
Información de los Agentes	Datos y documentos proporcionados por las empresas transmisoras de	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Respuestas a Circulares CREG (074, 075, 092 de 2013; 068 y 069 de 2021).</li> <li>• Estudios independientes.</li> </ul>

	<b>Informe Final: Unidades Constructivas Transmisión de Energía</b>
-----------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

Tipo de Fuente	Descripción	Ejemplo
	energía eléctrica en Colombia.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Comentarios a informes y participación en talleres.</li> </ul>
Información de Mercado	Datos sobre precios y costos de equipos y materiales utilizados en la construcción de instalaciones eléctricas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Base de datos del PARATEC.</li> <li>CONSTRUDATA.</li> <li>Cotizaciones de fabricantes.</li> </ul>
Referencias Internacionales	Información sobre prácticas y costos de construcción de instalaciones eléctricas en otros países.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Precios internacionales de equipos.</li> <li>Información de empresas eléctricas de Argentina, Brasil, Guatemala y Panamá.</li> <li>Experiencia de otros entes reguladores.</li> </ul>
Publicaciones Especializadas	Publicaciones que brindan información técnica y económica sobre la construcción de infraestructuras eléctricas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Publicaciones con costos unitarios de obra civil y mano de obra.</li> </ul>
Experiencia del Consultor	Conocimiento y experiencia del equipo consultor en proyectos de transmisión y subestaciones.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Organización Levin: empresa consultora con amplia experiencia en el sector eléctrico.</li> </ul>

Para la valoración de las UC, se consideraron los precios actualizados de la Resolución CREG 011 de 2009, la Circular CREG 038 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 177 de 2016, ajustándolos al 31 de diciembre de 2020. También se utilizaron los precios reportados por los agentes en respuesta a las Circulares CREG 068 y 069 de 2021, así como precios internacionales y de fabricantes.

Por otra parte, se realizaron correcciones en las cantidades y los costos unitarios de las UC existentes. En subestaciones, se incluyeron transformadores de tensión y seccionadores de puesta a tierra en las bahías. Se ajustaron las áreas de las bahías y módulos comunes en subestaciones encapsuladas. También se eliminó la configuración Barra Sencilla en subestaciones encapsuladas de 230 kV.

Además, se redefinió la distancia entre pórticos para los módulos de barraje, impactando las cantidades de columnas, vigas, aisladores y conductores. En líneas, se ajustaron las cantidades de materiales según la normativa vigente y la base de datos del PARATEC. Se incluyeron consideraciones para la construcción de líneas subterráneas en zonas especiales. En cuanto a control y protecciones, se modificó la cantidad de bahías para diferentes tipos de Control de Subestación y se incluyó un Servidor de SCADA a partir de 5 bahías.

Se proponen nuevas UC para responder a las necesidades del STN:

Tabla 6. Tabla de propuestas de nuevas UC

Categoría	Descripción	UC
<b>Subestaciones</b>	UC para corriente de cortocircuito de 60 kA o mayores en 230 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>N5S67-N5S89: Bahías de línea, transformador, compensación, seccionamiento y maniobra para diferentes configuraciones (barra sencilla, barra principal y transferencia, barra doble, etc.)</li> <li>N5S90-N5S92: Bahías encapsuladas para configuración de doble barra</li> <li>N5S99: Campo móvil encapsulado nivel 5</li> <li>N5S101: Ducto de barras fases segregadas encapsulado</li> <li>N5S102-N5S105: Bahías de Compensación Capacitiva paralela para diferentes configuraciones</li> <li>N5S109-N5S110: Bahías de Línea/Compensación y de Transformador para configuración Interruptor y medio encapsulada 1234...</li> </ul>
	UC de ductos de barras encapsulados para nivel N5 (trifásicos y fases segregadas)	<ul style="list-style-type: none"> <li>N5S100: Ducto de barras trifásico encapsulado &lt;40kA</li> <li>N5S101: Ducto de barras fases segregadas encapsulado <math>\geq 60</math> kA6</li> </ul>
	UC de Compensación FACTS	<ul style="list-style-type: none"> <li>N5C6: Módulo de compensación Reactiva estática SVC <math>\Rightarrow 100</math> MVar</li> <li>N5C7: Módulo de Compensación Sincrónica Estática STATCOM <math>\geq 100</math> MVar</li> </ul>
	UC encapsuladas de configuración Interruptor y Medio para Nivel 5	<ul style="list-style-type: none"> <li>N5S107-N5S108: Bahías de Línea/Compensación y de Transformador para configuración Interruptor y medio encapsulada &lt; 60 kA</li> <li>N5S109-N5S110: Bahías de Línea/Compensación y de Transformador para configuración Interruptor y medio encapsulada <math>\geq 60</math> kA7</li> </ul>
	UC de compensación FACTS (SVC y STATCOM)	<ul style="list-style-type: none"> <li>N5C6: Módulo de compensación Reactiva estática SVC <math>\Rightarrow 100</math> MVar</li> <li>N5C7: Módulo de Compensación Sincrónica Estática STATCOM <math>\geq 100</math> MVar8</li> </ul>

Categoría	Descripción	UC
Líneas	UC con conductores desnudos de aluminio con sus diferentes conformaciones y aleaciones, tales como: AAC, AA8000, AAAC, ACAR, ACSR/(COMPACT/AW/SD/TP/TW), AACSR; conductores de aluminio de alta temperatura-baja flecha	<ul style="list-style-type: none"> <li>CE1-CE8: km de Conductor desnudos de aluminio con sus diferentes conformaciones y aleaciones, tales como: AAC, AA8000, AAAC, ACAR, ACSR/(COMPACT/AW/SD/TP/TW), AACSR; conductores de aluminio de alta temperatura-baja flecha (HTLS): con núcleo metálico, tales como ACSS, ACSS/TW y con núcleo de carbono y carbono/fibra de vidrio (CFC), entre otros. de diferentes capacidades (908 kcmil - 2727 kcmil)</li> </ul>
	UC para estructuras con líneas de 230 kV/110 kV en un mismo poste	<ul style="list-style-type: none"> <li>S31-R31: Torre metálica de Suspensión/Retención -Altura 500 a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito triple 1 cond/ fase menor 1KA</li> <li>S32-R32: Poste metálico de Suspensión/Retención -Altura 500 a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito doble 1 cond/ fase menor 1KA</li> <li>S33-R33: Poste metálico de Suspensión/Retención -Altura 500 a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito triple 1 cond/ fase mayor 1KA</li> <li>S34-R34: Poste metálico de Suspensión/Retención -Altura 500 a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito doble 1 cond/ fase mayor 1KA</li> <li>S35-R35: Poste metálico de Suspensión/Retención -Altura mayor a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito triple 1 cond/ fase menor 1KA</li> <li>S36-R36: Poste metálico de Suspensión/Retención -Altura mayor a 2000 msnm- 230/110 kV Circuito doble 1 cond/ fase menor 1KA101112</li> </ul>
	UC con nuevas tecnologías para líneas en zonas urbanas	<ul style="list-style-type: none"> <li>S6-R6: Poste metálico de Suspensión/Retención - 230 KV con 4 circuitos</li> <li>S14-R14: Poste metálico de Suspensión/Retención - 230 KV con 4 circuitos</li> </ul>

Categoría	Descripción	UC
		<ul style="list-style-type: none"> <li>S22-R22: Poste metálico de Suspensión/Retención - 230 KV con 4 circuitos</li> <li>S31-R31: Poste metálico de Suspensión/Retención - 230/110 KV con 3 circuitos</li> <li>S32-R32: Poste metálico de Suspensión/Retención - 230/110 KV con 2 circuitos</li> <li>S33-R33: Poste metálico de Suspensión/Retención - 230/110 KV con 3 circuitos</li> <li>S34-R34: Poste metálico de Suspensión/Retención - 230/110 KV con 2 circuitos</li> <li>S35-R35: Poste metálico de Suspensión/Retención - 230/110 KV con 3 circuitos</li> <li>S36-R36: Poste metálico de Suspensión/Retención - 230/110 KV con 2 circuitos</li> </ul>
<b>Transformación</b>	UC "Fase de reserva c/conexionado rápido" para bancos de transformadores monofásicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>N6T4: Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final 150 MVA a 300 MVA (fase de Reserva c/conexionado rápido)</li> <li>N6T5: Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final 300 MVA a 450 MVA (fase de Reserva c/conexionado rápido)</li> <li>N6T6: Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final mayor o igual a 450 MVA (fase de Reserva c/conexionado Rápido)</li> </ul>

Se definió un procedimiento para analizar la homologación de UC especiales, incluyendo los criterios de evaluación y la documentación necesaria. Se debe considerar la creación de una UC especial cuando no sea posible homologar nuevos activos a las UC existentes.

Los criterios para analizar nuevas UC son:

- Cantidad: Existencia de una o más UC para la misma función.
- Tecnología: Introducción de una tecnología significativamente diferente.
- Beneficios: Mejoras en confiabilidad, seguridad, operación o sostenibilidad.
- Costos: Diferencias de costos con respecto a UC similares.



Para la homologación de UC especiales, se les solicitó a los transmisores la siguiente documentación:

- Memoria descriptiva de la obra.
- Especificaciones técnicas y planillas de datos técnicos.
- Planillas de cómputos de materiales y mano de obra.
- Detalles de costos, vida útil, tasas de falla y antecedentes de uso.
- Información sobre costos de mantenimiento, repuestos recomendados y beneficios de la nueva UC.

Adicionalmente, se desarrolló una base de datos en Microsoft Excel Power Pivot que contiene información detallada de las UC existentes y nuevas. La base de datos incluye tablas con la descripción de las UC, los equipos y materiales, la obra civil, el montaje, la ingeniería, la administración, la interventoría y los costos asociados.

El estudio proporciona una actualización de las UC del STN, incluyendo nuevas UC, correcciones a las existentes y un procedimiento para analizar la homologación de UC especiales. La información recopilada servirá como base para la valoración y remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia.

## **6. Identificación de Nuevas Tecnologías y Definición de Unidades Constructivas**

### **6.1. Fuentes de información**

Para el desarrollo del estudio, se utilizarán dos tipos de fuentes de información: fuentes primarias y secundarias. Las fuentes primarias son aquellas que proporcionan información directa y de primera mano, como entrevistas, encuestas y datos recopilados directamente de actores clave. Las fuentes secundarias se obtienen a partir de documentos ya existentes, como informes, estudios previos, publicaciones académicas y estadísticas. Cada una de estas fuentes aporta información valiosa y complementaria que permitieron tener una visión integral y detallada del sistema de transmisión nacional (STN).

#### **6.1.1. Fuentes Primarias**

Se realizaron entrevistas con diversos actores clave, como: empresas de ingeniería y construcción (EPC), proveedores, entidades de regulación y empresas de transmisión de energía eléctrica para recopilar información de fuentes primarias relacionado con la vigilancia tecnológica que cada uno de ellos desarrolla para el sistema de transmisión nacional (STN). Las entrevistas se llevaron a cabo con el fin de indagar en las nuevas tecnologías de acuerdo con el rol específico de cada entrevistado, considerando su experiencia y conocimiento particular del sector. El objetivo fue obtener de cada uno datos sobre las tecnologías que consideran relevantes para incluir en el STN, observando sus características funcionales, el nivel de maduración de la tecnología, los beneficios potenciales para el sistema y su impacto a largo plazo. Además, se buscó identificar posibles retos o barreras para la implementación de estas tecnologías.

Así, se desarrollaron dieciocho (18) mesas de trabajo con las siguientes empresas, en las que se discutieron temas clave de la innovación tecnológica en el sector energético. En estas mesas de trabajo, se recopilaron opiniones, experiencias y análisis detallados sobre las tecnologías emergentes y su aplicabilidad en el sistema de transmisión. Asimismo, se analizaron casos de éxito y se discutieron posibles estrategias de implementación para garantizar que el STN pueda beneficiarse de las tecnologías más avanzadas disponibles en el mercado.

Las mesas de trabajo permitieron una interacción directa y colaborativa entre los diferentes actores, facilitando el intercambio de conocimientos y experiencias. Esto contribuyó a enriquecer el análisis de las tecnologías relevantes para el STN, y a identificar oportunidades de mejora y colaboración futura entre las partes interesadas. En las sesiones, se generaron insumos valiosos que serán fundamentales para formular recomendaciones y estrategias para fortalecer el STN, asegurando su eficiencia, sostenibilidad y capacidad de adaptación frente a los desafíos del sector energético.

Tabla 7. Muestreo de información recopilada primaria

	<b>Sector</b>	<b>TN/ EMPRESA</b>	<b>Levantamiento</b>
<b>1</b>	EPC	CORRIENTE ALTERNA	Entrevista
<b>2</b>	EPC	JE JAIMES	Entrevista - Solicitud de información
<b>3</b>	EPC	SMARTEN – LINE VISION	Entrevista – Solicitud de información
<b>4</b>	Proveedor	SIEMENS ENERGY	Entrevista - Solicitud de información
<b>5</b>	Proveedor	TRILLIANT	Entrevista
<b>6</b>	Proveedor	HITACHI	Entrevista - Solicitud de información
<b>7</b>	Proveedor	EUROPOWER	Entrevista
<b>8</b>	Proveedor	NR	Solicitud de información
<b>9</b>	Proveedor	SMARTWIRE	Entrevista - Solicitud de información
<b>10</b>	Regulación	UPME	Entrevista - Solicitud de información
<b>11</b>	Regulación	CNO	Entrevista
<b>12</b>	Transmisión	GEB SA ESP	Entrevista
<b>13</b>	Transmisión	CELSIA SA ESP	Entrevista - Solicitud de información
<b>14</b>	Transmisión	ISA INTERCOLOMBIA SA ESP	Entrevista - Solicitud de información
<b>15</b>	Transmisión	DISTASA	Entrevista - Solicitud de información
<b>16</b>	Transmisión	CENS SA ESP	Entrevista
<b>17</b>	Transmisión	EPM SA ESP	Entrevista - Solicitud de información
<b>18</b>	Transmisión	EBSA SA ESP	Entrevista

De estos se consultaron tres (3) empresas del sector de ingeniería y construcción, seis (6) proveedores, dos (2) entes de regulación y siete (7) transmisores nacionales. Con esto se obtuvo un listado de nuevas tecnologías sugeridas o existentes no asimilables a la regulación vigente. Como se ve en la siguiente tabla:

Tabla 8. Recopilación de información por empresa entrevistadas.

Empresa entrevistada	Tecnología sugerida
<b>CORRIENTE ALTERNA</b>	TRANSMISIÓN DE ENERGIA EN HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC)
	FIBRA OPTICA PARA UC NIVEL 4
<b>JE JAIMES</b>	CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA
	DLR COMO SERVICIO DE DATOS
<b>SIEMENS ENERGY</b>	SUBESTACIONES MOVILES
	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA (SAEB)
	SUBESTACIÓN GIS
<b>TRILLIANT</b>	SMART GRIDS - SMART CITIES - MEDIDORES INTELIGENTES
<b>HITACHI</b>	SYNCHRONOUS CONDENSER
	SVC CLASSIC
	STATCOM, E-STATCOM
	SYNCHRONOUS CONDENSER
<b>EUROPOWER</b>	SUBESTACIÓN GIS
<b>NR</b>	SMART VALVE (FACTS)
<b>SMARTWIRE</b>	DLR COMO SERVICIO
	DFACTS
<b>UPME</b>	STATCOM
	SVC
	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA (SAEB)
	CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA
	COMPENSADORES SINCRONOS
<b>CNO</b>	CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA
	PHASOR MEASUREMENT UNITS-PMUs
	DLR COMO EQUIPOS
	COMPENSADORES SINCRONOS
<b>GEB SA ESP</b>	MODELOS DIGITALES
	TRANSMISIÓN DE ENERGIA EN HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC)
	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA (SAEB)
	DLR COMO SERVICIO
	MODULOS DE CIBERSEGURIDAD
<b>CELSIA SA ESP</b>	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA (SAEB)
	TRANSMISION DE ENERGIA EN HVDC
	COMPENSADORES SINCRONOS
	DFACTS
	DLR EQUIPOS

	<b>Informe Final: Unidades Constructivas Transmisión de Energía</b>
-----------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

Empresa entrevistada	Tecnología sugerida
<b>ISA INTERCOLOMBIA SA ESP</b>	TORRES MULTICIRCUITO
<b>DISTASA</b>	TRANSMISIÓN DE ENERGIA EN HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC)
	CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA
	DLR COMO SERVICIO
<b>EPM</b>	DLR
	DFACTS
	CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA
	SUBESTACIONES DIGITALES
	MTLS EQUIPO PARA RECOPIACION DE INFORMACIÓN
	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA (SAEB)

Según la tabla 8. Las tecnologías identificadas entre los entrevistado fueron: STATCOM, SVC, sistemas de almacenamiento de energía (SAEB), conductores de alta temperatura, compensadores síncronos, Phasor Measurement Units (PMUs), DLR, torres multicircuito, Subestación Gas Insulated Substation (GIS), subestaciones móviles, Smart valve.(FACTS), DFACTS y transmisión de energía en High-Voltage Direct Current (HVDC).

### 6.1.2. Fuentes secundarias

- **Levantamiento de Información Circular CREG 012 de 2024**

En respuesta a la Circular CREG 012 de 2024 de la CREG, empresas como, ISA, EPM, CELSIA, GEB y SMARTEN, enviaron información sobre nuevas tecnologías, tanto nacionales como internacionales, que puedan ser incorporadas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Tabla 9. Recopilación de información por empresa CREG Circular 012 del 2024.

Empresa	Tecnología sugerida
<b>SMARTEN</b>	MODELOS DIGITALES
	TRANSMISIÓN DE ENERGIA EN HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC)
<b>EPM SA ESP</b>	CONDENSADOR SINCRONO CON VOLANTE DE INERCIA
	EQUIPO IDS (SISTEMA DE DETECCIÓN DE INTRUSOS) Y SOFTWARE PROCESAMIENTO Y GESTIÓN IDS
	EQUIPO PARA ENLACE DE COMUNICACIÓN MULTIPROTOCOLO
	CIMENTACIÓN PROFUNDA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
	GIL (GAS-INSULATED TRANSMISSION LINE)
	TRANSICION AEREA - SUBTERRÁNEA PARA LÍNEAS DE 230KV

Empresa	Tecnología sugerida
	MODULOS TIPO HÍBRIDO/AISLADOS EN SF6 (HGIS)
	JUEGO DE PARARRAYO PARA LÍNEAS DEL STN
	BANCO DE DUCTOS DE 8" PARA LÍNEA SUBTERRÁNEA 230KV
	SUBESTACIONES GIB (GAS INSULATED BUS)
	DFACTS
	SISTEMA DE DIGITALIZACION DE SEÑALES
GEB SA ESP	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA
CELSIA SA ESP	TRANSMISIÓN DE ENERGIA EN HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC)
	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA CON BATERÍAS (SAEB)
	DLR (DYNAMIC LINE RATING)
	SUBESTACIÓN GAS INSULATED SUBSTATION (GIS) 230 KV
	SUBESTACIÓN GAS INSULATED SUBSTATION (GIS) 500 KV
	LIMITADORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO
	DFACTS
ISA INTERCOLOMBIA SA ESP	DCB'S DISCONNECTING CIRCUIT-BREAKER (INTERRUPTOR + SECCIONADOR)
	TORRES MULTICIRCUITO
	REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS POR CONVERSIÓN DE AC A DC
	REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS MEDIANTE AUMENTO DE TENSION Y CAPACIDAD DEL CONDUCTOR
	REPOTENCIACIÓN DE SUBESTACIONES PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO DE LOS EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA SUBESTACIÓN
	SSSC (STATIC SYNCHRONOUS SERIES COMPENSATOR)
	FACTS DISTRIBUIDOS- M-SSSC
	DLR
	E-STATCOM
	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS (SAEB)
	BIM (BUILDING INFORMATION MODELING) PARA LA GESTIÓN DEL CICLO DE VIDA DEL ACTIVO. GEMELOS DIGITALES
	CIRCULARIDAD EN LA RENOVACIÓN DE TRANSFORMADORES Y REACTORES
	CAMBIO DE MATERIALES (EJEMPLO: AISLADORES POR BRAZOS AISLADOS)
	TRANSFORMADORES CON ACEITE VEGETAL

	<b>Informe Final: Unidades Constructivas Transmisión de Energía</b>
-----------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

Empresa	Tecnología sugerida
	BUJES RIP (RESIN IMPRAGNATE PAPER)
	GEOPROCESAMIENTO DE OPEN DATA Y ESTADÍSTICA OPERATIVA PARA EL NEGOCIO DE TE
	APM (ASSET PERFORMANCE MANAGMENT)
	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ÓPTICOS
	COMPOSITE INSULATED CROSS-ARMS (CICAS)
	RECONFIGURACIÓN DE SUBESTACIONES PARA MEJORAR SU CONFIABILIDAD Y LA DEL SISTEMA EN SU CONJUNTO
	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS REDUNDANTE PARA EL STN
	PROTECCIÓN, CONTROL Y SUPERVISIÓN INTEGRADOS EN UN DISPOSITIVO
	CONECTIVIDAD INALÁMBRICA DE WIFI EN REDES MESH EN LA SUBESTACIÓN (PATIOS, CASETA Y EDIFICIO)
	INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS (DRONES) EN EL MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN
	SUPERVISIÓN AVANZADA WAMS (WIDE ÁREA MONITORING SYSTEM)
	CONTROL AVANZADO CON WAMPACS
	CIBERSEGURIDAD EN LAS OT
	PHASOR MEASUREMENT UNITS-PMUS

Con base en la información consolidada en la tabla anterior, se llevó a cabo un análisis de cada una de las tecnologías reportadas con el objetivo de evaluar su viabilidad para ser consideradas como nuevas Unidades Constructivas (UC), de la siguiente manera:

Tabla 10. Recopilación de información por empresa CREG Circular 012 del 2024.

	Sector	TN/ EMPRESA	Levantamiento	Observación
1	EPC	SMARTEN	Se tuvo información de la circular 012 de 2024	Entregado
2	Transmisión	EPM SA ESP	Se tuvo información de la circular 012 de 2024	Entregado
3	Transmisión	GEB SA ESP	Se tuvo información de la circular 012 de 2024	Entregado
4	Transmisión	CELSIA SA ESP	Se tuvo información de la circular 012 de 2024	Entregado
5	Transmisión	ISA INTERCOLOMBIA SA ESP	Se tuvo información de la circular 012 de 2024	Entregado

Tabla 11. Tecnologías reportadas descartadas - CREG Circular 012 del 2024.

Empresa	Tecnologías Reportadas	Observación	Inclusión como UC
<b>SMARTEN</b>	MODELOS DIGITALES		NO
<b>EPM SA ESP</b>	CIMENTACIÓN PROFUNDA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	En una ampliación del STN, no se requieren cimentaciones profundas. En el caso de una obra nueva, los costos son determinados mediante convocatoria, por lo que no se considera necesaria la inclusión de una (UC).	NO
	GIB (Gas-insulated bus), GIL (Gas-insulated transmission line), GIS (GIS Gas-insulated switchgear: Switchgear system encapsulated in metal enclosure on earth potential), DT (Death tank), LT (Live tank), LBS (Load break switch).	Se explica que, en las GIS, las bahías se unen para formar la barra GIS. El tanque muerto se identifica únicamente como una tecnología de fabricación, similar a cómo se diferencian un PT óptico y un PT convencional. Se considera que este nivel de detalle no debería estar discriminado en las Unidades Constructivas (UCs).	NO
	TRANSICION AEREA - SUBTERRÁNEA PARA LÍNEAS DE 230KV	No se considera necesaria la creación de una (UC) especial, ya que toda conexión a un barraje, ya sea para una salida GIS, aérea o híbrida, requeriría la misma. Se sugiere, en su lugar, aplicar un sobreprecio del X% en la UC de bahía de línea cuando esta se conecte a una línea subterránea.	NO
	MODULOS TIPO HÍBRIDO/AISLADOS EN SF6 (HGIS)	Se indica que las bahías híbridas en el (STN) son de uso más frecuente, aunque no común. Por lo tanto, se sugiere que se clasifiquen como una (UC) especial, dado que no existen tantos casos de este tipo.	NO
	JUEGO DE PARARRAYO PARA LÍNEAS DEL STN		NO
	BANCO DE DUCTOS DE 8" PARA LÍNEA SUBTERRÁNEA 230KV	Partiendo del uso de estas Unidades Constructivas (UCs), se señala que están destinadas a ampliaciones. Las ampliaciones pueden realizarse utilizando cable enterrado, ductería o box culvert, cada uno con su respectivo costo. Se considera necesario discriminar estos elementos, ya que las obras civiles y sus costos varían según el tipo de instalación	NO



Empresa	Tecnologías Reportadas	Observación	Inclusión como UC
	SUBESTACIONES GIB (GAS INSULATED BUS)		NO
	SISTEMA DE DIGITALIZACION DE SEÑALES		NO
<b>CELSIA SA ESP</b>	LIMITADORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	Solo se reducen los cortocircuitos monofásicos o a tierra, pero no los trifásicos, que son más graves. Se considera más adecuado enfocarse en el corto probable en lugar del máximo teórico, reconociendo que la Unidad Constructiva (UC) debe contar con los elementos de corte que el sistema requiera en cada momento.	NO
<b>ISA INTERCOLOMBIA SA ESP</b>	DCB'S DISCONNECTING CIRCUIT-BREAKER (INTERRUPTOR + SECCIONADOR)	Eso sería bahía híbridas, y no debería crearse otra categoría	NO
	TORRES MULTICIRCUITO	UC especial	NO
	REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS POR CONVERSIÓN DE AC A DC	Se están incluyendo nuevas UC para HVDC: estaciones convertidoras LCC, VSC y km de red	NO
	REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS MEDIANTE AUMENTO DE TENSION Y CAPACIDAD DEL CONDUCTOR	Repotenciación de líneas por sí sola no es una UC. La repotenciación puede implicar equipos y/o infraestructura y/o actividades. Cambio de nivel de tensión: Existen UC para 230 kV y 500 kV que permiten valorar la diferencia. Se está analizando la inclusión de cables de alta capacidad y temperatura.	NO
	REPOTENCIACIÓN DE SUBESTACIONES PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO DE LOS EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA SUBESTACIÓN	Repotenciación de subestaciones por corto por sí sola no es una UC. La repotenciación puede implicar equipos y/o infraestructura y/o actividades.	NO
	E-STATCOM	Se trata de un equipo compuesto por un STATCOM y un supercondensador a diseño. La UC de STATCOM se está incluyendo y sirve como base, pero el supercondensador no es estándar. No está	NO

Empresa	Tecnologías Reportadas	Observación	Inclusión como UC
		suficientemente probado y comercializado.	
	BIM (BUILDING INFORMATION MODELING) PARA LA GESTIÓN DEL CICLO DE VIDA DEL ACTIVO. GEMELOS DIGITALES	Se trataría de herramientas de gestión no estandarizadas y no escalables. Corresponde más a un servicio de diseño particular.	NO
	CIRCULARIDAD EN LA RENOVACIÓN DE TRANSFORMADORES Y REACTORES	Existen UC para transformadores y reactores para cuando se requieran nuevos equipos de este tipo. La propuesta no es precisa. La reposición es una figura que hace parte de la metodología de remuneración, no de la metodología de definición de UC.	NO
	CAMBIO DE MATERIALES (EJEMPLO: AISLADORES POR BRAZOS AISLADOS)	No es precisa la propuesta ni el propósito, en consecuencia, no se puede evaluar el beneficio o la utilidad. La propuesta de UC no implica desagregación al nivel de este tipo de elementos constitutivos.	NO
	TRANSFORMADORES CON ACEITE VEGETAL	Todo esto son optimizaciones que el ejecutor puede implementar si los números son favorables. Si los beneficios superan los costos, por ejemplo, al gestionar mejor la indisponibilidad del activo, entre otros factores, se podrían aplicar estas mejoras.	NO
	BUJES RIP (RESIN IMPRAGNATE PAPER)	Todo esto son optimizaciones que el ejecutor puede implementar si los números son favorables. Si los beneficios superan los costos, por ejemplo, al gestionar mejor la indisponibilidad del activo, entre otros factores, se podrían aplicar estas mejoras.	NO
	GEOPROCESAMIENTO DE OPEN DATA Y ESTADÍSTICA OPERATIVA PARA EL NEGOCIO DE TE	Se trataría de herramientas de gestión no estandarizadas y no escalables. Corresponde más a un servicio de diseño particular.	NO
	APM (ASSET PERFORMANCE MANAGMENT)	Se trataría de herramientas de gestión no estandarizadas y no escalables. Corresponde más a un servicio de diseño particular. No se precisa su propósito.	NO
	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ÓPTICOS	Todo esto son optimizaciones que el ejecutor puede implementar si los números son	NO

Empresa	Tecnologías Reportadas	Observación	Inclusión como UC
		favorables. Si los beneficios superan los costos, por ejemplo, al gestionar mejor la indisponibilidad del activo, entre otros factores, se podrían aplicar estas mejoras.	
	COMPOSITE INSULATED CROSS-ARMS (CICAS)	Todo esto son optimizaciones que el ejecutor puede implementar si los números son favorables. Si los beneficios superan los costos, por ejemplo, al gestionar mejor la indisponibilidad del activo, entre otros factores, se podrían aplicar estas mejoras.	NO
	RECONFIGURACIÓN DE SUBESTACIONES PARA MEJORAR SU CONFIABILIDAD Y LA DEL SISTEMA EN SU CONJUNTO	Se trata de una propuesta en el ámbito de la planeación, no de una UC específica	NO
	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS REDUNDANTE PARA EL STN	La UC de diferencial de barras existe. No se identifica que deba existir una UC particular para un servicio doble	NO
	PROTECCIÓN, CONTROL Y SUPERVISIÓN INTEGRADOS EN UN DISPOSITIVO	Se trataría de un servicio no estandarizado y no escalables.	NO
	CONECTIVIDAD INALÁMBRICA DE WIFI EN REDES MESH EN LA SUBESTACIÓN (PATIOS, CASETA Y EDIFICIO)	Se trataría de un servicio no estandarizado y no escalables.	NO
	INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS (DRONES) EN EL MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN	Todo esto son optimizaciones que el ejecutor puede implementar si los números son favorables. Si los beneficios superan los costos, por ejemplo, al gestionar mejor la indisponibilidad del activo, entre otros factores, se podrían aplicar estas mejoras.	NO
	SUPERVISIÓN AVANZADA WAMS (WIDE ÁREA MONITORING SYSTEM)	Se trataría de un servicio no estandarizado y no escalables.	NO
	CONTROL AVANZADO CON WAMPACS	Se trataría de un servicio no estandarizado y no escalables.	NO
	CIBERSEGURIDAD EN LAS OT	Se trataría de un servicio no estandarizado y no escalables.	NO

Las empresas evaluaron los beneficios potenciales de estas tecnologías, considerando tanto el ahorro energético como la reducción de pérdidas y costos operativos. Además, se contempló la posibilidad de incluir algunas de éstas en la lista de unidades constructivas, con el fin de reflejar su valor y fomentar su adopción.

- **Recopilación de Información Circular CREG 076 2024**

El regulador a través de la circular CREG 076 de 2024, solicitó a los transmisores la información detallada de los activos que componen los proyectos adjudicados a través de los procesos de libre concurrencia para la expansión del STN, de que trata la Resolución CREG 022 de 2001. Con base en esto, se consolidó la información de activos reportados por los agentes. Como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 12. Recopilación de información por empresa CREG Circular 076 del 2024.

	Sector	TN/ EMPRESA	CONVOCATORIA	Observación
1	Transmisión	ENLAZA	UPME 01-2010; UPME 06-2014; UPME 05-2012; UPME 01-2014; UPME 02-2009; TOTAL UPME 05-2009	Entregado
2	Transmisión	EPM SA ESP	UPME 01-2008; UPME 04-2013; UPME 08-2016	Entregado
3	Transmisión	CHEC	UPME 05-2016	Entregado
4	Transmisión	CELSIA SA ESP	Se tuvo información de la circular 076 de 2024. No se identifican las convocatorias a las cuales pertenecen	Entregado
5	Transmisión	ISA INTERCOLOMBIA SA ESP	UPME-04-2019; UPME-09-2016; UPME-01-2023; UPME-02-2023; UPME-03-2021; UPME-05-2021; UPME-01-2003; UPME-02-2003. UPME-01-07; UPME-02-2008; UPME-04-2009; UPME-02-2010; UPME-02-2013; UPME-07-2013; UPME-02-2014; UPME-03-2014; UPME-05-2014; UPME-08-2014; UPME-09-2015; UPME-03-2016; UPME-01-2017; UPME-07-2017; UPME-08-2017; UPME-01-2018; UPME-06-2018; UPME-06-2013	Entregado

Se recopiló información clave de las empresas ISA, EPM, Enlaza, CHEC y Celsia, la cual abarca los activos desarrollados por cada entidad en el contexto de los proyectos adjudicados por la UPME.

El documento detalla información específica sobre los activos, incluyendo tanto los tipos de unidades constructivas requeridas como los componentes necesarios para su desarrollo en proyectos de infraestructura eléctrica, diferenciándolos entre asimilables y no asimilables.

Se identificó que los agentes reportaron activos instalados en las convocatorias que no pueden asimilarse a los valores de referencia establecidos para equipos similares, según la regulación vigente, específicamente la Resolución CREG 011 de 2009.

- **Asimilación de Unidades Constructivas**

De acuerdo con el nivel de desagregación de la información enviada por los agentes, particularmente para los elementos de las bahías encapsuladas de 230kV y 500 kV, se tomaron como referencia algunas UC del STR del Capítulo 14 de la Resolución CREG 015 del 2018, además del criterio de los expertos, para consolidar el valor de los activos no asimilados distribuidos en las diferentes convocatorias reportadas. Por la falta de configuración exacta de la UC. Ver Anexo 2 Base de Datos.

Con base en esto se identificaron las siguientes UC:

Tabla 13. UC no Asimiladas.

<b>UC no asimiladas</b>
Línea subterránea, 2 circuito
Corte Central Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Bahía de Transformación Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Bahía de Línea Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 60 MVar - Encapsulada
Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 40 MVar - Encapsulada
Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 50 MVar - Encapsulada
Línea subterránea, 1 circuito
km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase - Nivel 3
Bahía de Línea Encapsulada Interruptor y Medio 500kV
Bahía de Transformación Encapsulada Interruptor y Medio 500kV
Banco de ductos subterráneo 230 kV 1 subconductor/fase
Corte Central Encapsulada Interruptor y Medio 500kV

- **Circular CREG 092 de 2024**

A través de esta Circular, el Regulador solicita a las empresas de transmisión que hayan desarrollado proyectos a través del mecanismo de ampliaciones de las instalaciones del STN, de que trata la Resolución CREG 022 de 2001, reportar información de los activos incluyendo nuevas tecnologías o activos convencionales que no estén incluidos en el listado de Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009, desde el año 2002 hasta la fecha.

Tabla 14. Tabla respuestas Circular 092 de 2024

<b>AGENTE</b>	<b>OBSERVACIÓN</b>	<b>PERIODO</b>
ENLAZA	Se obtienen valores de SMART VALVES	ene-22

	<b>Informe Final: Unidades Constructivas Transmisión de Energía</b>
-----------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

EPM	No se identifican valores de UC nuevas o no Asimilables, sin embargo, aporta valores de UC de Bahías y Módulos de Subestación.	NA
ESSA	No se identifican valores de UC nuevas o no Asimilables, sin embargo, aporta valores de UC de Bahías y Módulos de Subestación.	NA
TRANSELC A	Aporta información relevante sobre FACTS y UC convencionales	desde 2004 a 2024

De la revisión de la información reportada por los agentes se identifica información relevante sobre FACTS y activos convencionales que se analizará en el capítulo 8 de este documento.

- **Levantamiento de Información Plan de expansión 2022 – 2036 por la UPME**

De acuerdo con el PLAN DE EXPANSIÓN 2022 – 2036 publicado por la UPME, se menciona la adición de línea de transmisión HVDC – alta guajira se identifican los siguientes activos:

Tabla 15. Activos reportados plan de expansión de Transmisión 2022-2036.

<b>Activos nuevos identificados en el plan de expansión 2022 - 2036</b>
Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC – VSC bipolo de Colectora 2 a Cerromatoso, trazado terrestre de aproximadamente 654 km.
Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC – VSC bipolo de Colectora 2 a Cerromatoso, con un trazado de 815,9 km, que incluye un tramo marino de 665 km y terrestre de 150,6 km.
Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC – VSC bipolo de Colectora 2 a Primavera, trazado terrestre de aproximadamente 713 km
Dispositivos FACTS distribuidos (DFACTS) en las líneas Termo guajira – Bonda – Santa Marta 220 kV, con FPO estimada para septiembre de 2022

- **Levantamiento de Información fuentes internacionales**

A continuación, se presentan las metodologías y prácticas internacionales para la actualización y regulación de unidades constructivas (UC) en el sector de transmisión de energía. Esta información se ha organizado para comprender los lineamientos internacionales en la gestión de los costos de las UC, así como los criterios de actualización y la inclusión de UC especiales en sistemas de transmisión:

Tabla 16. Experiencia Internacional

País	Enfoque de Regulación y Metodología de Costos de UC	Actualización de Tarifas y Frecuencia	Ejemplo de Normativa
<b>Argentina</b>	La Secretaría de Energía y CAMMESA no definen directamente las UC, pero regulan precios mayoristas y estructura de costos para las distribuidoras. Evaluación de costos de	Uso de estructuras de costo sin UC específicas; se establece por distribución de costos general y periodicidad de revisiones.	Reglamentación a nivel de Secretaría de Energía y CAMMESA.

	<b>Informe Final: Unidades Constructivas Transmisión de Energía</b>
-----------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

País	Enfoque de Regulación y Metodología de Costos de UC	Actualización de Tarifas y Frecuencia	Ejemplo de Normativa
	generación, distribución y operativos en revisiones tarifarias.		
<b>México</b>	La Comisión Reguladora de Energía (CRE) establece UC a través de resoluciones, detallando costos para infraestructura de transmisión y distribución. La CRE publica costos específicos para UC en su portal.	Uso de UC convencionales con normativas para su inclusión en metodologías de costos de infraestructura	Resolución RES/073/2015, Manuales de Tarifas de la CRE
<b>Brasil</b>	ANEEL utiliza el WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital) para establecer costos de UC en contratos de concesión. Las tarifas reflejan costos de operación y mantenimiento, y precios de referencia están disponibles en su portal	Estandarización de UC en base a contratos de concesión con componentes desagregados	Resolución Normativa No. 901 de 2020
<b>Chile</b>	La Comisión Nacional de Energía (CNE) define UC como parte del marco de regulación tarifaria. Publicación periódica de valores de referencia para transmisión y distribución	Estándar en UC; se detalla el costo por unidad de infraestructura en regulaciones	Resolución Exenta No. 106
<b>Perú</b>	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	Los costos de la Base de Datos serán aprobados anualmente por el Consejo Directivo de Osinergmin en el mes de enero	OSINERGMIN N° 037-2024-OS/CD

A pesar de la revisión realizada, no fue posible recopilar información de precios para las unidades constructivas, debido a que no es información de acceso a todo público, con excepción del ente de Regulación y Control de Perú Osinergmin y de la Comisión Nacional de Energía CNE Chile, las cuales publicaron listados de activos utilizados para la transmisión de energía actualizados a 2023 y 2017 respectivamente. Estos serán considerados en el capítulo 8 de esta consultoría, para determinar la metodología de actualización de las UC existentes. No obstante, en la información observada no se identifican precios de referencia para los activos nuevos contemplados en este estudio.

## 6.2. Conclusiones Identificación de Nuevas Tecnologías

**Relevancia de la Estandarización:** la estandarización de las UC es esencial no solo para optimizar su implementación y operación, sino también para facilitar la incorporación de nuevas tecnologías y asegurar la interoperabilidad dentro del sistema eléctrico nacional. Esto es crucial ante la creciente demanda y la necesidad de un sistema resiliente.



**Análisis Continua y Adaptación:** la evaluación constante de las UC en base a criterios que consideren variables macroeconómicas y tendencias del sector es necesaria para asegurar la pertinencia y efectividad del sistema de transmisión. La inclusión de metodologías basadas en inteligencia artificial abre nuevas oportunidades para un análisis más profundo y dinámico.

- **Integración de Innovación y Regulación:** la adaptación de las UC a frameworks regulatorios modernos no solo garantiza que se mantengan alineadas con innovaciones emergentes, sino que también asegura que el sistema se dirija hacia una meta de sostenibilidad y eficiencia.

- **Interdependencia de Variables:** la relación entre las UC y diversas variables macroeconómicas indica la complejidad del sistema de transmisión. No se puede depender de una única variable para evaluar la efectividad de las UC; se requiere un enfoque multidimensional que considere aspectos económicos, ambientales y técnicos.

## **7. Definición de Nuevas Unidades Constructivas (UC)**

En esta sección se presentarán las nuevas Unidades Constructivas (UC), relacionando los criterios de definición y la clasificación correspondiente. Este enfoque permitirá una comprensión clara y estructurada de cómo cada unidad cumple con los requisitos funcionales, de modularidad, estandarización y componentes, así como su clasificación dentro del marco de nuevas tecnologías o convencionales. El objetivo es proporcionar una visión integral que facilite la integración de estas Unidades Constructivas dentro del sistema eléctrico, optimizando su eficiencia y capacidad operativa.

### **7.1. Criterios para la definición de nuevas UC de nuevas tecnologías**

Se parte de la base que no existen limitantes para la identificación ni inclusión de nuevas Unidades Constructivas, sin embargo, resulta necesario establecer algunos criterios que permitan determinar si son clasificables o no. Dichos criterios comprenden:

- **Funcionalidad:** Que ofrezcan un servicio al STN y, en general al SIN, que permita lograr eficiencia en la operación, mejoras en confiabilidad y/o seguridad y/o estabilidad de la red.
- **Modularidad:** Que tengan capacidad para integrarse y adaptarse de manera eficiente a la operación del SIN y a la infraestructura existente, sin quedar condicionados en su desempeño o condicionar el desempeño de lo existente.
- **Estandarización:** Que sean equipos uniformes en determinados rangos de tensión, capacidades, parámetros y tecnologías. Que tengan la posibilidad de escalarse en cuanto a características estándar del SIN colombiano.
- **Replicabilidad:** Que estén siendo desarrollados comercialmente sin exclusividad y por diferentes fabricantes. Que no obedezcan únicamente a diseños particulares a la medida de necesidades particulares.

Estos criterios buscan establecer un enfoque sistemático que permita evaluar la aplicabilidad, el uso y la inclusión en el listado referente de Unidades Constructivas UC.

En el siguiente numeral se describen los equipos considerados como nuevas Unidades Constructivas por cumplir con los citados criterios, y que hacen parte de lo que se considera como nuevas tecnologías.

Más adelante se citarán aquellos equipos que fueron identificados por algunos transportadores, algunos fabricantes y la presente consultoría, que no cumplieron con los criterios establecidos para ser catalogados como Unidad Constructiva, pero que existen y están disponibles en el mercado de una u otra manera.

## **7.2. Nuevas Unidades Constructivas de nuevas tecnologías**

Se hizo un análisis de diversos equipos y tecnologías para evaluar su factibilidad para clasificarse como Unidad Constructiva, ya sea como parte de una de ellas o como una entidad independiente, considerando los criterios citados en el numeral anterior. Aquellos que no cumplieran con estos criterios fueron excluidos de la clasificación, pero listados posteriormente.

Se consideraron los desarrollos implementados en diferentes sistemas eléctricos a nivel mundial, considerando sus particularidades en cuanto a aplicabilidad, algunos han tenido desarrollo en Colombia, y otros, aunque probados en contextos internacionales, aún no se han adoptado localmente.

Los avances relacionados con tecnologías de la información y la electrónica de potencia presentan un estado de desarrollo avanzado, ofreciendo múltiples beneficios y evolucionando de manera constante. Sin embargo, esta evolución continua contribuye a una vida útil relativamente más corta en comparación con los equipos convencionales y, en algunos casos, no permite estandarizarlos bajo un concepto amplio entre diferentes fabricantes.

Los equipos propuestos para ser Unidades Constructivas de nuevas tecnologías están por familias entre monitoreo y control, sistemas flexibles y compensadores y líneas de transmisión.

De manera independiente se identificaron aquellos equipos y tecnologías que, aunque pueden ser clasificados como nuevas Unidades Constructivas, no necesariamente representan nuevas tecnologías. Se trata de equipos que ya han sido utilizados en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), pero que no están formalmente incluidos en el listado de Unidades Constructivas vigente; esto incluye nuevos desarrollos o evolución de lo existente, como los equipos encapsulados en gases limpios o equipos híbridos que optimizan el uso del espacio y los cables de alta temperatura y capacidad.

### **7.2.1. Sistema “*Dynamic Line Rating*” – DLR, monitoreo y control estándar (no incluye servicios)**

#### **Funcionalidad:**

Esta tecnología permite calcular en tiempo real la capacidad de transporte de las líneas de transmisión, en función de las variables eléctricas, climáticas como la temperatura y el

viento y físicas como la flecha, y decidir sobre el incremento o la disminución de dicha capacidad. No se trata de un elemento que por sí solo aumente la capacidad de la línea, por tanto, no se considera como un equipo que haga parte de los elementos de la expansión.

Se trata de una solución innovadora para mejorar la eficiencia y la confiabilidad de las redes de transporte al brindar una evaluación de la capacidad en tiempo real para la toma de decisiones durante la operación. Según crece la demanda, adquiere mayor importancia y se presentan dificultades eléctricas para la operación y físicas para la administración de la infraestructura, como invasiones a las servidumbres que afectan los parámetros de desempeño.

No se tiene registro oficial de la utilización de este tipo de equipos en Colombia.

Los DLR no son asimilables con otra Unidad Constructiva.

**Componentes:**

Se compone de elementos de instrumentación, medida, monitoreo, control y procesamiento de señales y variables eléctricas, ambientales y físicas.

**Modularidad:**

Se puede requerir su instalación en cualquiera de los niveles del STN, 220 kV y 500 kV y se puede instalar en cualquiera de estos niveles, pero por tratarse de un sistema de monitoreo y control, no se clasifica por nivel de tensión.

**Escalabilidad:**

Los sistemas DLR pueden supervisar puntos de localización adicionales de la línea que esté monitoreando y otras que sean comunes. Incluso, pueden ser reubicados a otras líneas y en otros niveles de tensión.

**Estandarización:**

La Unidad Constructiva propuesta de DLR se trata de unidades estandarizadas en su aplicación, no se incluyen aquellos DLR que pueden ser considerados como un servicio según necesidades del cliente. Esto se precisa ya que, en concepto más amplio, el DLR puede ser la combinación de equipos, instrumentación y servicios que pueden variar considerablemente de un proveedor a otro.

**7.2.2. Unidades de medida fasorial (Phasor Measurement Units) – PMU:****Funcionalidad:**

Se trata de un equipo que mide la magnitud y el ángulo de fase de la tensión y la corriente, su operación de alta velocidad operando en el rango de los microsegundos. Su aplicación está al servicio del monitoreo y el control, captura datos y emite señales para las protecciones. Obtienen datos de los secundarios de los transformadores de corriente - CT y los transformadores de potencial – PT. Permite analizar la estabilidad del SIN, detecta

fallas y supervisa la calidad de la energía. Este dispositivo anticipa desviaciones y oportunamente permite tomar decisiones al operador, protegiendo el sistema eléctrico.

En Colombia vienen siendo utilizados. Los primeros PMU se instalaron por iniciativa del operador del sistema, XM, posteriormente la UPME los incluyó en las especificaciones y requerimientos de los proyectos objeto de convocatoria pública a nivel de 500 kV, luego se precisó que debían ser instalados en ambos extremos de los interruptores.

Se encuentra que los PMU no son asimilables con otra Unidad Constructiva.

**Componentes:**

Están compuestos por sensores y concentradores de datos.

**Modularidad:**

Se pueden instalar de manera individual o integrados a otros dispositivos del sistema de control y protecciones. Se pueden instalar en cualquier nivel de tensión y se pueden trasladar de nivel.

**Escalabilidad:**

Se puede requerir su instalación en cualquiera de los niveles del STN, 220 kV y 500 kV, pero, por tratarse de un sistema de monitoreo y control no se clasifica por nivel de tensión.

**Estandarización:**

La Unidad Constructiva propuesta de PMU corresponde a equipos estándar en su composición y aplicación. No se trata de un servicio y no es variable entre fabricantes.

**7.2.3. Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB)****Funcionalidad:**

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) tienen diversas funcionalidades. Entre ellas está el almacenamiento para posteriormente comercializar la energía, los servicios complementarios y servir como apoyo a la red en caso de falla o insuficiencia en la capacidad de transporte.

Para el caso particular de clasificar como Unidad Constructiva los SAEB, se toma como referencia de uso la de servir como apoyo a la red en caso de falla o insuficiencia en la capacidad de transporte, según el alcance definido en la Resolución CREG 098 de 2019, la cual precisa que los demás servicios serán reglamentados en resolución aparte. En consecuencia, se tratará como un elemento de la red de transporte, no como generador como elemento de servicios variables.

Estos sistemas son versátiles y han logrado evolucionar en cuanto a los materiales usados, la eficiencia, el rendimiento y la vida útil. Hay varias químicas de baterías disponibles para

aplicaciones a escala de red, incluidas las químicas de iones de litio, plomo-ácido, y sal fundida (incluidas las químicas basadas en sodio).

Con el propósito definido actualmente no existen SAEB en operación, solo se ha definido la instalación de un equipo de este tipo, el cual se adjudicó en el marco de una convocatoria UPME y está en fase de ejecución. Si bien no se identifican propuestas de desarrollo en los Planes de Expansión más recientes, se trata de una tecnología que se puede utilizar en cualquier momento, siendo un recurso más en el ejercicio de planeación a efectos de garantizar la seguridad del SIN.

Se encuentra que los sistemas de almacenamiento de energía con baterías no son asimilables con otra Unidad Constructiva.

### **Componentes**

Esencialmente se compone de las unidades de almacenamiento, e inversor con sus equipos de corte y protección y el transformador elevador de conexión al SIN. Los equipos de corte y protección en el SIN hacen parte de una Unidad constructiva independiente.

### **Modularidad**

Los sistemas son modulares, ya que es un arreglo físico aditivo en cuanto a capacidad. Se propone una Unidad Constructiva por bloques de 50 MW por 2 horas, 100 MWh.

A efectos de la valoración, se toma como referencia una batería con capacidad de 48,2 MW, 2 horas, 96.4 MWh por ser un valor tipo y como referencia escalable.

### **Escalabilidad**

Aunque se puede requerir instalar en cualquiera de los niveles del STN, 220 kV y 500 kV, el nivel de tensión de la conexión se puede determinar con el transformador de conexión al SIN, por lo que no se clasifica por nivel de tensión, solo por capacidad.

### **Estandarización**

Los SAEB se encuentran estandarizados para su uso. Puede ser clasificados por los componentes de las baterías. Sin embargo, se especifican según la potencia efectiva de entrega a la red independiente de características físicas internas.

#### **7.2.4. Compensadores síncronos rotativos.**

Es una máquina conectada permanentemente al SIN utilizada para aportar inercia y corriente de corto circuito a los sistemas eléctricos de potencia y estabilizar la tensión, reforzar la red en zonas débiles y amortiguar armónicos, al ser un nodo de control. El aporte de inercia resulta relevante ante la falta de esta por la incorporación de fuentes de generación variables como lo son algunas fuentes renovables no convencionales. Se utilizan en sistemas de energía cuando, al menos durante una parte del tiempo, no hay otras máquinas síncronas conectadas o se requiere permitir control de las fluctuaciones de la potencia reactiva en los nodos.

Comprende un grupo turbina-generador con un regulador de voltaje al que no se conecta ninguna carga mecánica en su eje.

En Colombia no se tienen implementadas, pero se trata de una tecnología ampliamente utilizada en el mundo, probada y comercializada, al punto que hoy día el acceso puede ser restringido por disponibilidad o plazos de entrega. En el documento denominado "Proyecto Primer paquete Obras Urgentes – 2024", que se interpreta como un Plan de Expansión, se propone la instalación de cinco compensadores síncronos en diferentes subestaciones del caribe colombiano. No obstante, a la fecha no se identifica su aprobación.

Se encuentra que los compensadores síncronos rotativos no son asimilables con otra Unidad Constructiva.

### **Componentes**

Sistema primo-motriz (turbina), acoples, volantes de inercia (opcional), generador y elementos de corte, control y protecciones internos. Los elementos de corte y protección principal están contenidos en una Unidad Constructiva independiente.

### **Modularidad**

Se fabrican en función de la capacidad y la constante de inercia. Para la clasificación como Unidad Constructiva se definen tres rangos en función de los requerimientos típicos y la disponibilidad comercial, esto es de 50 MVar, 100 MVar y 200 MVar, teniendo en cuenta que la constante de inercia es una variable que se debe incluir en las especificaciones de pedido.

### **Escalabilidad**

Aunque se puede requerir instalar en cualquiera de los niveles del STN, 220 kV y 500 kV, el nivel de tensión de la conexión se puede determinar con el transformador de conexión al SIN, por lo que no se clasifica por nivel de tensión, solo por capacidad.

### **Estandarización**

Así las cosas, considerando que son equipos estandarizables, con rangos de potencia y constante de inercia, probados y utilizados, se consideran candidatos a Unidad Constructiva de nuevas tecnologías.

#### **7.2.5. Compensador estático de potencia reactiva – SVC:**

##### **Funcionalidad:**

Se trata de un equipo que hace parte de los Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (FACTS - Flexible AC Transmission System), que permite la entrega o absorción de energía reactiva de manera rápida y gradual, ofreciendo respuesta de manera ágil a las necesidades variables del sistema eléctrico. Opera en línea, de rápida respuesta gradual,

lo que evita deltas de tensión que afecten los equipos o exciten las protecciones, situación diferente a los compensadores reactivos fijos por pasos.

Los SVC permiten compensar los cambios abruptos de potencia reactiva regulando la tensión, evitando problemas de estabilidad transitoria, amortiguando las eventuales oscilaciones.

En Colombia existen dos SVC instalados y en operación. Uno en la subestación Chinú 500 kV de 200 MVar, capacidad que abarca las porciones capacitiva e inductiva, y otro en la subestación Tunal 230 kV de 240 MVar, capacidad que abarca las porciones capacitiva e inductiva. Se tiene conocimiento de otro SVC instalado en el país, pero conectado en red privada de Sierracol, aguas abajo de la subestación Cañolímón.

Recientemente la UPME definió la inclusión de dos SVC en redes del STR, uno en el departamento del Chocó, para el cual se inició proceso de convocatoria, y otro en el departamento de Norte de Santander que ejecutaría el Operador de Red. Igualmente, se prevé la necesidad de instalar más equipos de este tipo en la red nacional.

Si bien se trata de un equipo de rápida respuesta y reacción, implica la instalación física de capacitores e inductores, controlados por tiristores, lo que implica mayor espacio y lleva a que esta tecnología vaya quedando un poco rezagada frente a equipos como el STATCOM en el que la electrónica de potencia prima y es más avanzada.

Se encuentra que los SVC no son asimilables con otra Unidad Constructiva existente.

## **Componentes**

Se compone de la unidad de compensación capacitiva, la unidad de compensación inductiva, el inversor y el transformador de conexión. Sin embargo, las unidades capacitivas e inductivas se toman como una sola ya que en un rango definido estas pueden variar.

## **Modularidad**

Para la clasificación como Unidad Constructiva se define un rango en función de los requerimientos típicos y la disponibilidad comercial, esto es de 100 MVar y 200 MVar, capacidad que abarca las porciones inductiva y capacitiva.

## **Escalabilidad**

Típicamente no escalables por las condiciones de control en el nodo de instalación. Aunque se puede requerir instalar en cualquiera de los niveles del STN, 220 kV y 500 kV, el nivel de tensión de la conexión se puede determinar con el transformador de conexión al SIN, por lo que no se clasifica por nivel de tensión, solo por capacidad.

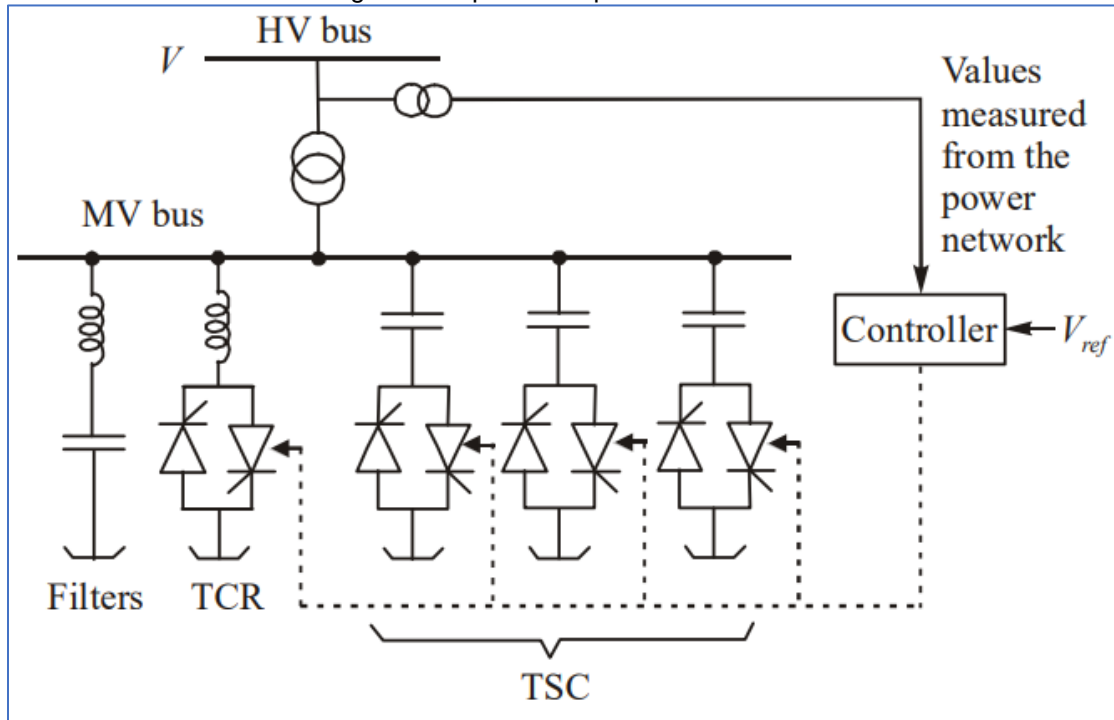
## **Estandarización**

Se trata de equipos con una conformación uniforme y el mismo principio de funcionamiento y operación entre desarrolladores y fabricantes. Aquellos equipos que no se ajustan a esta condición se listan de manera independiente.



A continuación, se mostrará un esquema de ejemplo:

Imagen 1. Esquema simplificado de un SVC



**Fuente:** Eremia, M., Liu, C.-C., & Edris, A.-A. (2016). \*Advanced solutions in power systems: HVDC, FACTS, and artificial intelligence. \* Hoboken, NJ: Wiley & IEEE Press.

### 7.2.6. Compensador Estático Sincrónico - STATCOM:

Se trata de un equipo que hace parte de los Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (FACTS - Flexible AC Transmission System), que permite la suministrar o absorber potencia reactiva de manera rápida y continua, logrando responder de manera inmediata a las variaciones del sistema eléctrico. Su conexión es shunt (paralelo) y opera en línea, lo que evita deltas de tensión que afecten los equipos de corte o exciten las protecciones, situación diferente a los compensadores reactivos fijos por pasos.

Presenta ventajas ante fluctuaciones rápidas de tensión, ofrecen mayor precisión en su respuesta y efectos, son ideales ante problemas de estabilidad transitoria y oscilaciones, y en áreas eléctricas que pueden sufrir amplias variaciones de potencia reactiva y eventuales comportamientos diametrales en un mismo periodo horario.

Es un equipo que, a diferencia de otros compensadores, la inyección y absorción de potencia reactiva la realiza con electrónica de potencia, es decir, no integra bancos de condensadores ni inductores físicos como equipos principales.

En Colombia solo se ha instalado un STATCOM, que se conecta en la subestación Bacatá 500 kV. Su capacidad es de 200 MVar, lo cual abarca las porciones capacitiva e inductiva de manera simétrica.

A la fecha no se tienen definidos o aprobados nuevos STATCOM en el sistema eléctrico colombiano en ningún nivel de tensión. No obstante, por su versatilidad, son equipos que en cualquier momento pueden surgir de necesidades del SIN.

Este equipo viene siendo utilizado en todo el mundo, probado y con amplias bondades en su utilidad, lo que lleva a considerar su inclusión como nueva tecnología en el listado de Unidades Constructivas. El ser tan apetecido lleva a disputar el mercado de su suministro, lo que se traduce en tiempos de entrega principalmente. También es determinante en este tipo de equipos la potencia, los rangos mínimos y los rangos estandarizados, ya que un diseño particular se puede ver afectado en tiempo de entrega.

Se encuentra que los STATCOM no son asimilables con otra Unidad Constructiva existente.

Aunque se puede requerir instalar en cualquiera de los niveles del STN, 220 kV y 500 kV, el nivel de tensión de la conexión se puede determinar con el transformador de conexión al SIN, por lo que no se clasifica por nivel de tensión, solo por capacidad.

Para la clasificación como Unidad Constructiva se define un rango en función de los requerimientos típicos y la disponibilidad comercial, esto es de 100 MVAR y 200 MVAR, capacidad que abarca las porciones inductiva y capacitiva.

### **Componentes**

Se compone de la unidad que integra las compensaciones capacitiva e inductiva, el inversor y el transformador de conexión.

### **Modularidad**

Para la clasificación como Unidad Constructiva se define un rango en función de los requerimientos típicos y la disponibilidad comercial, esto es de 200 MVAR, capacidad que abarca las porciones inductiva y capacitiva.

### **Escalabilidad**

Típicamente no escalables por las condiciones de control en el nodo de instalación. Aunque se puede requerir instalar en cualquiera de los niveles del STN, 220 kV y 500 kV, el nivel de tensión de la conexión se puede determinar con el transformador de conexión al SIN, por lo que no se clasifica por nivel de tensión, solo por capacidad.

### **Estandarización**

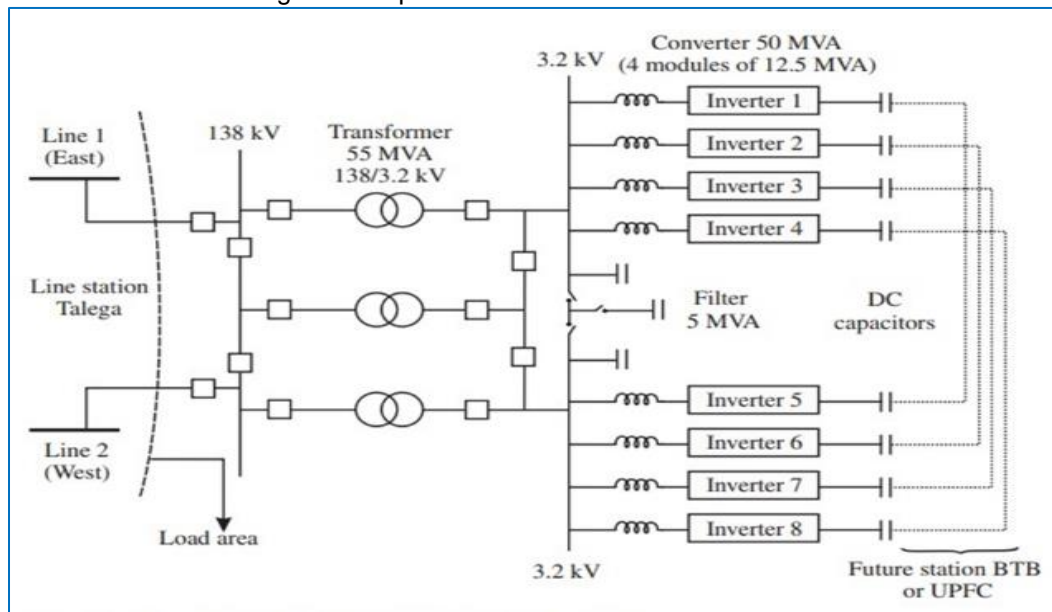
Se trata de equipos con una conformación uniforme y el mismo principio de funcionamiento y operación entre desarrolladores y fabricantes. Aquellos equipos que no se ajustan a esta condición se listan de manera independiente. A continuación, se mostrará un esquema e imagen de ejemplo:

Imagen 2. Configuración de un STATCOM en redes de transmisión



**Fuente:** Dukart, J. (2019). STATCOMs in today's transmission networks. T&D World.

Imagen 3. Esquema de un STATCOM de 100MVar



**Fuente:** Eremia, M., Liu, C.-C., & Edris, A.-A. (2016). \*Advanced solutions in power systems: HVDC, FACTS, and artificial intelligence. \* Hoboken, NJ: Wiley & IEEE Press.

### 7.2.7. Transmisión de energía de alto voltaje en corriente directa (High Voltage Direct Current - HVDC). Estación convertidora, tipo LCC.

Se trata de sistemas que utilizan la corriente directa, en lugar de alterna, para transmitir la energía. Principalmente usados en soluciones que exigen transportar grandes cantidades de energía a grandes distancias y cuando se conectan dos sistemas con características

diferentes como la frecuencia o cuando hay problemas de estabilidad o grandes desbalances ante fallas o sistemas de tamaños diferentes.

El sistema en su conjunto se compone de dos estaciones convertidoras en sus extremos, las cuales se encargan de convertir de corriente alterna a corriente directa y viceversa, y la transmisión se realiza a través de un medio conductor que corresponde a la línea de transmisión.

Existen varios tipos de estaciones convertidoras según su conformación y que se utilizan según la necesidad del sistema o sistemas donde se conectarán. Ahora bien, la tecnología HVDC – LCC (Line Commutated Converter), es la más utilizada en el mundo y corresponde a estaciones con convertidores conmutados por línea. Utiliza tiristores para cumplir con la función de conducción y bloqueo.

Las estaciones convertidoras tipo LCC requieren compensadores capacitivos para suministrar la potencia reactiva propia. Se utilizan cuando hay problemas de estabilidad y diferencias en las características de los sistemas como la frecuencia, también en zonas con alta integración de fuentes variables como solares y eólicas, pero con niveles de relación de cortocircuito adecuados.

Esta tecnología es la considerada en la interconexión Colombia – Panamá, así como la interconexión entre La Guajira y el centro del país. A pesar, que se analizó la tecnología LCC como solución para este último, no obtuvo un buen desempeño por el tipo de red en el extremo de La Guajira.

Los tiempos de desarrollo y fabricación por sí solos son extensos, mayores a los de los equipos convencionales, sumado a la alta demanda en número de proyectos previstos. No obstante, existe un mayor número de fabricantes que para la tecnología VSC (Voltage Source Converter).

Se encuentra que los sistemas HVDC tipo LCC no son asimilables con otra Unidad Constructiva existente.

El nivel de tensión se estandariza en 600 kV que corresponde a un valor normalizado por diferentes fabricantes. Tensiones entre 400 kV y 600 kV como lo previó inicialmente la UPME en los análisis de los Planes de Expansión, implican diseño específico.

## **Componentes**

Estaciones rectificadoras/conversoras, elementos complementarios de control, protecciones y corte.

## **Modularidad**

Típicamente no modulables. No obstante, para la clasificación como Unidad Constructiva se tienen rangos en función de la tensión y la tecnología que utilizan las estaciones convertidoras.

**Escalabilidad**

Se trata de sistemas no escalables, de única solución.

**Estandarización:**

Se trata de equipos con una conformación uniforme y el mismo principio de funcionamiento y operación entre desarrolladores y fabricantes, incluso en las variantes de las estaciones convertidoras. Estos sistemas pueden estandarizarse para desarrollarse para condiciones de conversión similares, aunque lo más común es que sean dimensionados y ajustados a condiciones específicas de puntos, consignas nominales de potencia entre otras.

**7.2.8. Transmisión de energía de alto voltaje en corriente directa (High Voltage Direct Current - HVDC). Estación convertidora, tipo VSC.****Funcionalidad:**

Son principalmente usados en soluciones que exigen transportar grandes cantidades de energía a grandes distancias y cuando se conectan dos sistemas con características diferentes como la frecuencia o cuando hay problemas de estabilidad o grandes desbalances ante fallas o sistemas de tamaños diferentes.

El sistema se compone de dos estaciones convertidoras en sus extremos, que se encargan de convertir de corriente alterna a corriente directa y viceversa, y la transmisión se realiza mediante un medio conductor que corresponde a la línea de transmisión.

La tecnología HVDC tipo VSC corresponde a estaciones con convertidores de fuente de voltaje (Voltage Source Current - VSC) y electrónica de potencia a través de semiconductores tipo IGBT (transistores bipolares de puerta aislada) en lugar de tiristores.

Las estaciones convertidoras tipo VSC permiten controlar la potencia activa y reactiva de manera independiente. Se utilizan principalmente cuando hay problemas de estabilidad, en zonas con deficientes relaciones de corto circuito y malas calificaciones de indicadores de flexibilidad de la red y en zonas con alta integración de fuentes variables como los son las fuentes solares y eólicas. Tienen varias ventajas en comparación con la transmisión HVDC clásica, como invertir la dirección del flujo de energía sin cambiar la polaridad del voltaje de CC (en sistemas de CC multiterminal), y no hay requisitos de comunicación rápida entre las dos estaciones convertidoras.

A través de varios Planes de Expansión de la transmisión se ha venido analizando un proyecto en HVDC que conecta La Guajira con la zona sur del Caribe colombiano y con el centro del país. El Plan de Expansión 2022-2036 analizó y presentó una solución que conecta La Guajira con dos posibles puntos de llegada, uno la subestación Cerromatoso y el otro la subestación Primavera. El análisis arrojó que la tecnología debía ser tipo VSC por la condición de red débil de La Guajira.

Esta tecnología es la más reciente en HVDC y viene incursionando progresivamente por sus ventajas, aunque con diferencias significativas en el número de proyectos desarrollados con tecnología LCC. Los tiempos de desarrollo y fabricación por sí solos son extensos,

mayores a los de los equipos convencionales, implican diseños específicos, a lo que se le suma la alta demanda en número de proyectos previstos y que la cantidad de fabricantes no es muy amplia.

Se encuentra que los HVDC tipo VSC no son asimilables con otra Unidad Constructiva existente.

El nivel de tensión se estandariza en 600 kV que corresponde a un valor normalizado por diferentes fabricantes. Tensiones entre 400 kV y 600 kV como lo previó inicialmente la UPME en los análisis de los Planes de Expansión, implican diseño específico.

### **Componentes**

Estaciones rectificadoras/conversoras, elementos complementarios de control, protecciones y corte.

### **Modularidad**

Típicamente no modulables. No obstante, para la clasificación como Unidad Constructiva se tienen rangos en función de la tensión y la tecnología que utilizan las estaciones convertidoras.

### **Escalabilidad**

Se trata de sistemas no escalables, de única solución.

### **Estandarización:**

Se trata de equipos con una conformación uniforme y el mismo principio de funcionamiento y operación entre desarrolladores y fabricantes, incluso en las variantes de las estaciones convertidoras. Estos sistemas pueden estandarizarse para desarrollarse para condiciones de conversión similares, aunque lo más común es que sean dimensionados y ajustados a condiciones específicas de puntos, consignas nominales de potencia entre otras.

#### **7.2.9. Transmisión de energía de alto voltaje en corriente directa (High Voltage Direct Current - HVDC). Kilómetros de línea de transmisión HVDC, bipolo, retorno metálico.**

### **Funcionalidad:**

La descripción de este tipo de sistemas se presentó en los dos numerales anteriores.

La línea de transmisión la determina dos aspectos particulares independientes de la tecnología de las estaciones convertidoras, uno tiene que ver con el número de polos (cable o arreglo de cables conductores) y el tipo de retorno, que puede ser por tierra sin cable o metálico, corresponde a un cable adicional.

Para el caso de clasificación como Unidad Constructiva se determinó la conveniencia de incluir una línea de transmisión de dos polos (bipolo) con retorno metálico, ya que se trata de un formato altamente utilizado por brindar mayor capacidad de transporte, confiabilidad,



flexibilidad ante mantenimientos, evitar problemas con el retorno y reducir las preocupaciones sociales frente a la opción del retorno por tierra.

Si bien se podría pensar que los km de red en HVDC podrían ser asimilables a otra Unidad constructiva existente, por ejemplo, km de red a 230 kV, se trata de una línea de transmisión que presenta diferencias frente a las convencionales en AC ya que los cables son diferentes, los aisladores y herrajes también son diferentes y las estructuras obedecen a la geometría del arreglo y el diseño de la solución conjunta, por tanto, se considera no asimilable con otra Unidad Constructiva existente.

El nivel de tensión se estandariza en 600 kV que corresponde a un valor normalizado por diferentes fabricantes. Tensiones entre 400 kV y 600 kV como lo previó inicialmente la UPME en los análisis de los Planes de Expansión, implican diseño específico.

### **Componentes**

Estructuras torres metálicas, conductores de polos positivos, negativos y de retorno, sistema de aislamiento y de protección y control de descargas eléctricas atmosféricas

### **Modularidad**

Típicamente no modulables. No obstante, para la clasificación como Unidad Constructiva se tienen rangos en función de la tensión y la tecnología que utilizan las estaciones convertidoras.

### **Escalabilidad**

Se trata de sistemas no escalables, de única solución.

### **Estandarización:**

Se trata de equipos con una conformación uniforme y el mismo principio de funcionamiento y operación entre desarrolladores y fabricantes, incluso en las variantes de las estaciones convertidoras. Estos sistemas pueden estandarizarse para desarrollarse para condiciones de conversión similares, aunque lo más común es que sean dimensionados y ajustados a condiciones específicas de puntos, consignas nominales de potencia entre otras.

## **7.2.10. FACTS Distribuidos (DFACTS) controlador de flujo, serie**

### **Funcionalidad:**

Se trata de un equipo que hace parte de los Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (FACTS - Flexible AC Transmission System) que, mediante la introducción de una impedancia en serie en una línea de transmisión, permite modificar la impedancia total de dicha línea para determinar el paso o la restricción en el flujo de potencia, ofreciendo respuesta de manera ágil a las necesidades variables del sistema eléctrico. Opera en línea y responde a las señales del sistema y a la programación de la restricción que se le asigne.



En el mundo es un equipo que viene siendo utilizado en los últimos 5 años. En Colombia existen tres juegos de DFACTS en operación en el STN. Uno en la línea Ternera – Candelaria 220 kV, otro en la línea Santa Marta – Bonda – Termoguajira y otro juego en varias líneas a 220 kV de Barranquilla.

Se trata de un equipo que implica la instalación física de módulos que se basan en electrónica de potencia, no incluyen la instalación de bancos de capacitores o inductores, por lo que ocupan muy poco espacio y se pueden adecuar fácilmente.

Se encuentra que los DFACTS no son asimilables con otra Unidad Constructiva existente.

### **Componentes**

Consta de una única unidad que, mediante una fuente introduce la impedancia en serie a la línea de transmisión, y de equipos de medida y control para tomar las señales de red que permiten determinar la condición restrictiva que activa la actuación del DFACTS.

### **Modularidad**

Las soluciones requeridas son producto de la conformación agregada de arreglos de módulos estándar.

### **Escalabilidad**

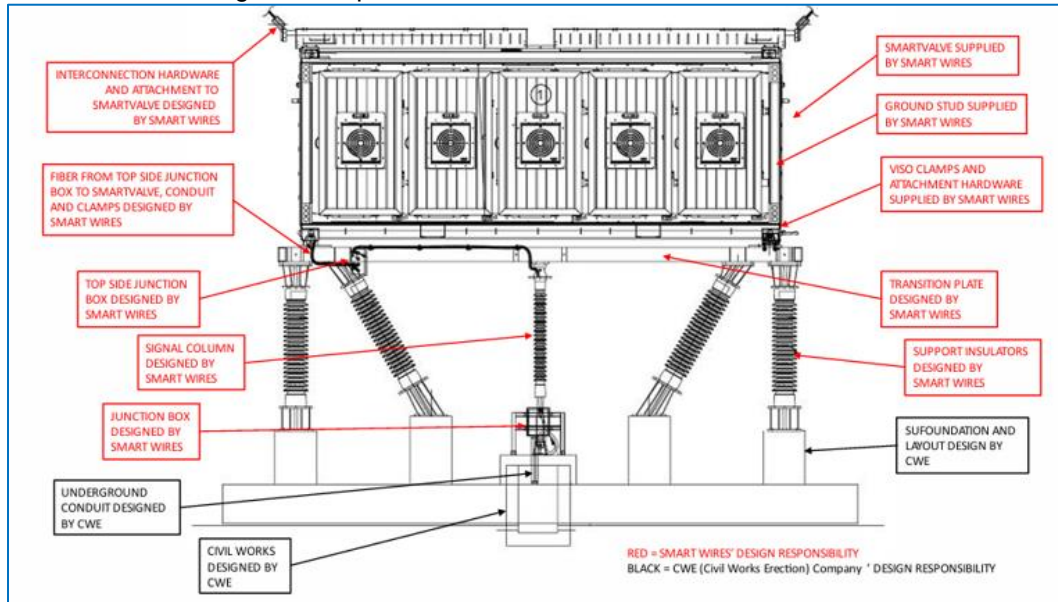
Son escalables dadas las condiciones de conexión en serie. Por tanto, no se clasifica por niveles de tensión.

### **Estandarización**

Se trata de equipos con una conformación uniforme y el mismo principio de funcionamiento que pueden operar en dos modos diferentes.

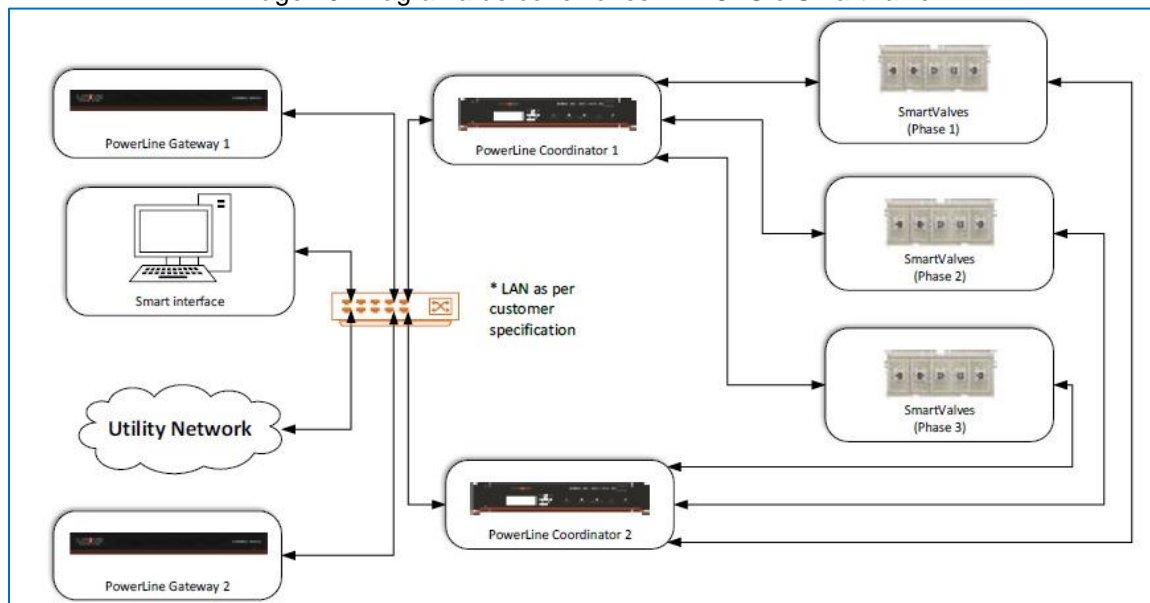
A continuación, se mostrará un esquema de ejemplo:

Imagen 4. Esquema de un módulo DFACTS o Smart Valve



Fuente: ISES Smart Wires Inc. (2023). Propuesta técnico-económica. [PDF]

Imagen 5. Diagrama de conexiones DFACTS o SmartValve



Fuente: ISES Smart Wires Inc. (2023). Propuesta técnico-económica. [PDF].

### 7.2.11. Listado de nuevas Unidades Constructivas de Nuevas Tecnologías.

A continuación, se lista el consolidado de las Unidades constructivas de Nuevas Tecnologías, el cual también se ubica en el Anexo 2. Base de datos en la hoja “**UC\_nuevas tecnologías**” junto con sus características y costo.

Tabla 17. Consolidado de las Unidades constructivas de Nuevas Tecnologías

<b>CENTROS DE SUPERVISIÓN Y MANIOBRA</b>		
<b>UC</b>	<b>Descripción o activo</b>	<b>Vida Útil (años)</b>
CC700	Dinamic Line Rating para proyectos mayores a 1 km (DLR)	10
CC701	Dinamic Line Rating para proyectos menores a 1 km (DLR)	10
CC800	Phasor Measurement Unit (PMU)	10
<b>MÓDULOS DE COMPENSACIÓN</b>		
<b>UC</b>	<b>Descripción</b>	<b>Vida Útil (años)</b>
CP507	Modulo SVC de 30 Mvar a 230 y 500 kV	30
CP508	Modulo SVC de 50 Mvar a 230 y 500 kV	30
CP509	Modulo SVC de 100 Mvar a 230 y 500 kV	30
CP510	Modulo SVC de 200 Mvar a 230 y 500 kV	30
CP511	Modulo SSSC de 10 MVAR	30
CP512	Modulo SSSC de 50 MVAR	30
CP513	Modulo SSSC de 100 MVAR	30
CP514	Modulo Statcom de 30 Mvar a 230 y 500 kV	30
CP515	Modulo Statcom de 90 Mvar a 230 y 500 kV	30
CP516	Modulo Statcom de 50 Mvar a 230 y 500 kV	30
CP517	Modulo Statcom de 100 Mvar a 230 y 500 kV	30
CP518	Modulo Statcom de 200 Mvar a 230 y 500 kV	30
CP520	Subestacion convertidora Bipolo de +/-500 kV a 3 GW HVDC	30
CP521	Subestacion convertidora Bipolo de +/-500 kV a 4 GW HVDC	30
CP522	Subestacion convertidora Bipolode +/-600 kV a 3 GW HVDC	30
CP523	Sistema de almacenamiento con baterías SAEB, de 48,2 MW, 2 horas. Se considera entrega de energía en media tensión. No incluye transformador elevador ni bahía de conexión.	15
<b>UC DE LINEAS</b>		
<b>UC</b>	<b>Descripción</b>	<b>Vida Útil (años)</b>
L231	Km de Red HVDC Bipolo con Retorno Metálico	40
L232	Estructura Metálica HVDC	40
L233	Cimentaciones Estructura HVDC	40
<b>UC DE LINEAS</b>		
<b>UC</b>	<b>Descripción</b>	<b>Vida Útil (años)</b>
L241	Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS ACCR (336 kcmil) - alta temperatura	40
L242	Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS ACCR (397 kcmil) - alta temperatura	40
L243	Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS ACCR (477 kcmil) - alta temperatura	40
L244	Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS ACCR (605 kcmil) - alta temperatura	40
L245	Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS ACCR (795 kcmil) - alta temperatura	40
L246	Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS ACCR (1113 kcmil) - alta temperatura	40

### 7.3. Activos que actualmente están o van a estar en operación y no son asimilables:

Se identifican equipos que pueden ser clasificados como Unidades Constructivas nuevas, que en sí no son “nuevas tecnologías”, pero que ya vienen siendo utilizados en el STN o están en fase de ejecución y no están incluidos en los listados de la Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 18. UC no incluidas en la Resolución CREG 011 de 2009.

Clasificación	Tipo	Unidad Constructiva	¿Asimilable?	Nivel de tensión	Descripción UC
<b>Convencional, no incluida</b>	Línea de transmisión subterránea	kilómetro de línea de transmisión subterránea, 1 subconductor por fase	No	220 kV	Líneas en operación. Convocatorias UPME 02-2008 Bosque, 05-2012 Bolívar - Cartagena
<b>Convencional, no incluida</b>	Línea de transmisión subterránea	kilómetro de línea de transmisión subterránea, 1 subconductor por fase	No	500 kV	No construida. No en ejecución. Se puede requerir en cualquier momento
<b>Convencional, no incluida</b>	Línea de transmisión multicircuito	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase - Nivel 3	No	220 kV	Tramo en operación. Convocatoria UPME 05-2015 Palenque
<b>Convencional, no incluida</b>	Subestación encapsulada	Corte Central Interruptor y Medio. Encapsulada	No	220 kV	En operación y en ejecución. Convocatorias UPME 02-2009 Armenia, 03-2016 San Antonio, otras
<b>Convencional, no incluida</b>	Subestación encapsulada	Bahía de Transformación Interruptor y Medio. Encapsulada	No	220 kV	En operación y en ejecución. Convocatorias UPME 02-2009 Armenia, 03-2016 San Antonio, otras
<b>Convencional, no incluida</b>	Subestación encapsulada	Bahía de Línea Interruptor y Medio. Encapsulada	No	220 kV	En operación y en ejecución. Convocatorias UPME 02-2009 Armenia, 03-2016 San Antonio, otras
<b>Convencional, no incluida</b>	Subestación encapsulada	Bahía de Compensación Reactiva Línea	No	220 kV	No construida. No en ejecución. Se puede

Clasificación	Tipo	Unidad Constructiva	¿Asimilable?	Nivel de tensión	Descripción UC
		Maniobrible. Encapsulada			requerir en cualquier momento
<b>Convencional, no incluida</b>	Subestación encapsulada	Bahía de Línea Encapsulada Interruptor y Medio	No	500 kV	En operación y en ejecución. Convocatoria UPME 03-2014 Ituango
<b>Convencional, no incluida</b>	Subestación encapsulada	Bahía de Transformación Encapsulada Interruptor y Medio	No	500 kV	En operación y en ejecución. Convocatoria UPME 03-2014 Ituango
<b>Convencional, no incluida</b>	Subestación encapsulada	Corte Central Encapsulada Interruptor y Medio	No	500 kV	En operación y en ejecución. Convocatoria UPME 03-2014 Ituango
<b>Convencional, no incluida</b>	Subestaciones móviles	Bahía multipropósito móvil	No	220 kV	No disponible como activo de uso. Se puede requerir en cualquier momento
<b>Convencional, no incluida</b>	Subestaciones móviles	Bahía multipropósito móvil	No	500 kV	No disponible como activo de uso. Se puede requerir en cualquier momento

### 7.4. Equipos bajo análisis y propuestos no considerados como Unidades Constructivas:

A partir de la información proporcionada por los transmisores en sus formatos, así como de entrevistas realizadas con estos actores, fabricantes, desarrolladores y consultas adicionales en la industria, se identificaron equipos que ofrecen diferentes funcionalidades, pero que no cumplen con todos los criterios planteados para ser considerados como Unidad constructiva, principalmente porque no hay suficiente desarrollo técnico o comercial, o porque no es posible estandarizarlos o incluirlos al menos en un rango de estandarización o porque su desarrollo es a medida de cada solución particular.

Se identifica que el desarrollo tecnológico a nivel de electrónica a inteligencia operacional avanza a gran velocidad, lo que implica que la estandarización se quede corta en cuestión de uno o dos años.

Así las cosas, los siguientes equipos deben mantenerse bajo vigilancia tecnológica para determinar más adelante si cumplen criterios necesarios para ser considerados como una Unidad Constructiva, independientemente de si se clasifican como una nueva tecnología o como una tecnología convencional. Entre estas soluciones se pueden mencionar:

- Subestaciones digitales: estas subestaciones emplean tecnologías digitales para las funciones de control, protección y automatización, representando un avance significativo en la eficiencia y capacidad de gestión del sistema eléctrico.
- Conductores de alta temperatura: son capaces de operar a temperaturas superiores a las convencionales, lo que permite un mayor transporte de energía. Son útiles en escenarios de repotenciación de líneas existentes, aumentando su capacidad sin modificar la infraestructura existente de forma significativa.
- Unidades asociadas a subestaciones encapsuladas en gases no contaminantes: Estas unidades desempeñan las mismas funciones que aquellas encapsuladas en gas SF<sub>6</sub>, pero utilizan gases con un menor impacto ambiental. Actualmente se está evaluando la disponibilidad de estas unidades para niveles de tensión de 220 kV y 500 kV, ya que las referencias existentes parecen estar limitadas a niveles de tensión inferiores.
- Unidades asociadas a subestaciones híbridas: estas unidades ocupan menos espacio que las subestaciones convencionales aisladas en aire, aunque requieren más espacio que las subestaciones encapsuladas. Se está llevando a cabo un análisis para evaluar si la información disponible es suficiente para clasificarlas formalmente como Unidades Constructivas.

Los siguientes equipos y soluciones fueron propuestas, pero no considerados como Unidades Constructivas por las razones antes mencionadas:

Tabla 19. Unidades Constructivas Propuestas, pero No Consideradas

<b>Unidades Constructivas No Consideradas</b>	
<b>1</b>	DCB's Disconnecting Circuit-breaker (Interruptor + seccionador)
<b>2</b>	Torres multicircuito
<b>3</b>	Repotenciación de líneas por conversión de AC a DC
<b>4</b>	Repotenciación de líneas mediante aumento de tensión y capacidad del conductor
<b>5</b>	Repotenciación de subestaciones para aumentar la capacidad de corto circuito de los equipos y elementos de la subestación
<b>6</b>	Reconfiguración de subestaciones para mejorar su confiabilidad y la del sistema en su conjunto
<b>7</b>	STATCOM con supercondensador
<b>8</b>	BIM (Building Information Modeling) para la gestión del ciclo de vida del activo. Gemelos Digitales
<b>9</b>	Cambio de materiales (ejemplo: aisladores por brazos aislados)
<b>10</b>	Circularidad en la renovación de transformadores y reactores
<b>11</b>	Transformadores con aceite vegetal
<b>12</b>	Bujes RIP (Resin Impragnate paper)
<b>13</b>	Geoprocesamiento de open data y estadística operativa para el negocio de TE
<b>14</b>	APM (Asset Performance Managment)
<b>15</b>	Monitoreo de líneas (deslizamiento, incendios)
<b>16</b>	Monitoreo de GIS-Transformadores e Interruptores

### Unidades Constructivas No Consideradas

17	Transformadores de corriente ópticos
18	Composite insulated cross-arms (CICAs)
19	Protección diferencial de barras redundante para el STN
20	Protección, control y supervisión integrados en un dispositivo
21	Conectividad inalámbrica de WIFI en redes mesh en la subestación (Pátios, caseta y edificio)
22	Incorporación de nuevas tecnologías (DRONES) en el mantenimiento de líneas de transmisión del alta y extra alta tensión
23	Supervisión avanzada WAMS (Wide Área Monitoring System)
24	Control avanzado con WAMPACS
25	Ciberseguridad en las OT
26	Phasor Measurement Units-PMUs
27	Banco de ductos para líneas subterráneas
28	Cimentación profunda
29	Equipos de comunicaciones
30	Juegos de pararrayos
31	Transición aérea subterránea

### 7.5. Conclusiones sobre la inclusión de nuevas Unidades Constructivas.

Los sistemas eléctricos de potencia se encuentran en constante evolución tecnológica a nivel de la aplicación de los principios básicos de funcionamiento de la energía eléctrica, aplicación de los principios de la electrónica de potencia en múltiples propósitos como para la seguridad, desempeño y eficiencia de los sistemas, inteligencia para los controles y las protecciones, la evolución de medios físicos para la conducción y para el equipamiento y el almacenamiento de energía, entre otros.

Esto se refleja en la cantidad de equipos y dispositivos que se pueden catalogar como nuevas tecnologías, más allá de que cumplan con criterios para ser considerados como una Unidad Constructiva estandarizada.

Igualmente se identifican otros equipos que por su antigüedad en la aplicación y el uso no se consideran como una nueva tecnología, que vienen siendo utilizados en el Sistema de Transmisión Nacional – STN, pero no habían sido incluidas en el listado de Unidades Constructivas de la CREG y que siguen y seguirán siendo utilizadas, lo cual lleva a proponer su inclusión en dicho listado. En general se refiere principalmente a equipos de patio de subestaciones en configuración interruptor y medio, tecnología encapsulada y niveles de tensión de 230 kV y 500 kV.

De la clasificación y priorización se en nuevas tecnologías se listan equipos como los DLR y las PMU que permiten mejorar el monitoreo y la prevención del sistema eléctrico, los diferentes compensadores dinámicos como el SVC y STATCOM que le ofrecen flexibilidad al SIN, los compensadores síncronos que mejoran los niveles de seguridad y ofrecen condiciones para el ingreso de fuentes variables de generación y los sistemas HVDC que



facilitan el transporte de grandes cantidades de energía de cara a las previsiones que se tienen de planeación y desarrollos internos por generación eólica onshore y offshore principalmente, además de posibilidades internacionales.

Conviene mantener la vigilancia tecnológica, tanto de los equipos listados que no fueron incluidos, como de los nuevos desarrollos que frecuentemente van saliendo al mercado. Por la condición de muchos de ellos, más cuando algunos terminan siendo soluciones a la medida de una necesidad en particular, es recomendable que la CREG incluya en la metodología de remuneración una fórmula que permita el reconocimiento tarifario de tales desarrollos en caso de ser considerados como “Ampliaciones”, antes de tener que recurrir a mecanismos de competencia como las convocatorias si es que se requiere agilidad y menores riesgos en la implementación de algunos de ellos.

## **8. Valoración de las Nuevas UC**

En esta sección se presenta la metodología de valoración de las Unidades Constructivas, buscando establecer un marco conceptual y práctico para evaluar las características técnicas, económicas y de aplicabilidad de cada una de las unidades identificadas. El objetivo es proporcionar un marco de referencia claro que permita valorar las potencialidades y limitaciones de cada Unidad Constructiva con un enfoque integral y estructurado.

### **8.1. Metodología de valoración**

En este numeral se plantea el enfoque metodológico bajo el cual se estructura la formación de los precios reconocidos para la Unidades Constructivas (nuevas o existentes) del Sistema de Transmisión Nacional – STN, en función de sus elementos que las conforman, de acuerdo con la información disponible.

Es importante clarificar que, formular una metodología de valoración de unidades constructivas, (sean estas nuevas o ya existentes) se refiere al proceso sistemático de evaluar, cuantificar y calcular los costos asociados con la todo el proceso de suministro y hasta la puesta en servicio. Esta valoración es fundamental para la planificación, ejecución y control de inversiones de parte de los agentes responsables de tales inversiones, así como para el Planeador Nacional – UPME y por supuesto para determinar el impacto en la tarifa de la componente de Transmisión de que pagan los usuarios finales a través de su factura del servicio de energía eléctrica.

En esencia, la infraestructura de que trata este apartado incluye los nuevos elementos identificados a través de los procedimientos descritos en las secciones anteriores, como: Sistema de compensación SVC, STATCOM, Estaciones convertidoras HVDC, Líneas HVDC, Conductores de alta temperatura y baja flecha (HTLS), Calificación Dinámica de Líneas o Dynamic Line Rating (DLR), Sistema de baterías SAEB, Compensadores síncronos rotativos y los DFACTS. Así, la valoración de las unidades constructivas en un sistema de transmisión se basa en un análisis de cada componente, involucrando métodos y herramientas para estimar los costos y tiempos asociados.

A continuación, se presenta una metodología comúnmente utilizada para la valoración de unidades constructivas en un sistema de transmisión. (Universidad de los Andes, 2017), (Arribas, 2009), (Glachant, 2005), (A., 2012), (Buehler, 2013)

### **8.1.1. Definición de Unidades Constructivas del Sistema de Transmisión**

Primero, es necesario identificar las unidades constructivas del sistema de transmisión (existentes, nuevas, etc.), que son los elementos fundamentales que componen la infraestructura. Algunas de estas unidades incluyen:

- Líneas de transmisión multi circuito (más de 2): Son los conductores, las estructuras, los cables de guarda, la fibra óptica, los aisladores, la obra civil, los herrajes, etc.
- Elementos de Subestaciones: Incluyen transformadores, interruptores, sistemas de protección, barrajes, seccionadores, etc.
- Sistemas de medida, protección, comunicaciones y control
- Obras civiles de Subestación: Incluye cimentaciones, y otras infraestructuras como malla de puesta a tierra, casetas de control distribuido, casa de control, cerramientos, etc.
- Otros componentes

### **8.1.2. Determinación de Cantidades y Características Técnicas**

Según la información recogida en las fases anteriores, se pueden detallar algunas UC con sus elementos principales para determinar las cantidades y características específicas de los materiales y equipos necesarios, en otros casos no necesarios. Dentro de los aspectos por considerar se incluyen:

- Especificaciones técnicas de los elementos convencionales (capacidad de corto y corriente nominal, BIL, entre otros)
- Unidad base de medida: Por ejemplo, km para líneas o MVar para compensaciones reactivas.
- Especificaciones técnicas no convencionales: Como C-ratio para almacenamiento, MW-s para equipos que aportan inercia, entre muchos otros.

La obtención de estas cantidades es clave para determinar los costos directos asociados con las Unidades Constructivas.

### **8.1.3. Cálculo de Costos Unitarios**

Para cada una de las unidades constructivas identificadas, se deben calcular en lo posible, los costos unitarios asociados a los materiales, equipos, ingeniería, pruebas y mano de obra, de manera determinística o mediante una metodología de estimación. Estos costos pueden basarse en:

- Precios de mercado: Precios actualizados de los materiales, equipos y servicios necesarios. Esto incluye los costos de los proveedores y fabricantes de equipos eléctricos.
- Costos históricos: Contando con proyectos previos similares, es posible usar la experiencia pasada para estimar los costos, considerando el debido ajuste razonable por efectos como variación de índices de la actividad económica, variaciones importantes en precios de *commodities*, o diferencias en los tipos de cambio, sin limitarse a estos factores.
- Tarifas de mano de obra: Los costos de la mano de obra dependen de la región, el tipo de trabajo (instalación, montaje, pruebas, inspección) y la especialización requerida.

Los costos unitarios pueden incluir:

- Costo por kilómetro, aplicables a por ejemplo cable de guarda o de conductor.
- Costo por MVA de capacidad para transformadores.
- Costo por unidad para torres de transmisión.
- Costo por día que aplica para alquiler de maquinaria (grúas, vehículos, etc.).

#### **8.1.4. Estimación de Costos Directos e Indirectos**

Los Costos directos son aquellos que son inequívocamente asignables a cada unidad constructiva, tales como:

- Materiales (para conductores, transformadores, torres, aisladores, etc.).
- Mano de obra para la instalación de líneas, subestaciones y otros componentes.
- Mano de obra altamente especializada para actividades como diseño e ingeniería, interventoría, pruebas y puesta en servicio, entre otros.
- Equipos y maquinaria necesarios para la construcción y puesta en servicio (grúas, vehículos de transporte, etc.).

Los Costos indirectos son aquellos de índole transversal y que no pueden asignarse directamente a una unidad constructiva específica. Estos incluyen:

- Administración y costos financieros
- Licencias y permisos.
- Seguridad y protección de la salud, las personas, y el ambiente.
- Transporte y logística.

#### **8.1.5. Uso de Normas y Estándares**

Es importante que el proceso de valoración siga las normativas nacionales e internacionales para la construcción de sistemas de transmisión eléctrica. Algunas de las normas y guías por considerar pueden incluir:

- Leyes y reglamentos como el RETIE

- Resoluciones de la CREG
- Normas de la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) para especificaciones de equipos y diseños.
- Normas IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) sobre cables, transformadores, interruptores y otros equipos eléctricos.
- Otros

El cumplimiento con estos estándares garantiza que los costos sean realistas y que la infraestructura sea segura y eficiente.

#### **8.1.6. Métodos de Estimación de Costos**

Existen diferentes métodos para realizar la estimación de costos de UC's, entre los que se destacan:

##### **Método de Estimación Detallada:**

Este método implica un desglose detallado de cada componente del sistema de transmisión. Se calcula el costo para cada unidad constructiva (por ejemplo, costo por kilómetro de línea de transmisión o por unidad de transformador), y luego se suman los costos de todas las unidades para formar el precio final.

##### **Método de Estimación por Analogía:**

En este caso, se utilizan proyectos previos similares como referencia para estimar el costo. Se ajustan estos costos a las condiciones actuales (precios de mercado, inflación, ubicaciones geográficas, etc.).

##### **Método Paramétrico:**

Este método se basa en la creación de modelos matemáticos o estadísticos que relacionan las variables del proyecto (como la longitud de la línea de transmisión, la capacidad de la subestación) con los costos de construcción. Es más utilizado en fases tempranas del proyecto, cuando no se dispone de detalles completos.

Ejemplo: La estimación de costos para sistemas SVC, STATCOM y estaciones convertidoras SVC se basó en referencias técnicas y valores históricos ajustados por índices económicos. Los SVC se valoraron bajo un esquema "llave en mano", con desglose porcentual para montaje, obra civil y costos financieros. Los costos de los STATCOM se calcularon como un 25% superiores a los de los SVC, mientras que para las estaciones VSC se incluyeron rectificadores e inversores, siguiendo referencias de CIGRÉ e IEEE. Se utilizó un enfoque uniforme con porcentajes fijos para garantizar consistencia y precisión en las estimaciones.

##### **8.1.6.1. Estimación de costos para Banco de Baterías SAEB**

Para el desarrollo de esta estimación, se emplearon diversas fuentes principales. El informe de Mongird, K. (2019) detalla los costos en **dólares por kilovatio-hora (\$/kWh)** de una variedad de tecnologías de almacenamiento de energía, incluyendo **baterías de litio-ion, plomo-ácido, sodio-azufre, flujo redox** de esta manera:

- **Baterías de Litio-Ion (Li-ion):** \$223-323/kWh. Se proyecta que estos costos disminuyan para el año 2025, llegando a \$156-203/kWh.
- **Baterías de Plomo-Ácido:** \$120-291/kWh (2018), proyectándose a \$102-247/kWh (2025).
- **Baterías de Sodio-Azufre:** \$400-1,000/kWh (2018), proyectándose a \$300-675/kWh (2025).
- **Baterías de Metal Haluro de Sodio:** \$520-1,000/kWh (2018), proyectándose a \$364-630/kWh (2025).
- **Baterías de Flujo Redox:** \$435-952/kWh (2018), proyectándose a \$326-643/kWh (2025).
- **Baterías de Zinc-Híbrido Cátodo:** \$265-265/kWh (2018), proyectándose a \$179-199/kWh (2025).

Por otra parte, El Asian Development Bank (2018) destaca una **disminución significativa** en los precios, especialmente para las baterías de litio-ion, cuyo costo pasó de **\$1000/kWh en 2010 a \$227/kWh en 2016**. Se espera una reducción adicional del **50%-60% para 2030**.

De acuerdo con lo descrito en la sección 7.2.3, se consideró el modularidad como un factor determinante en la configuración de los costos de los SAEB los precios se presentan a continuación:

Tabla 20. Costos asociados al sistema de almacenamiento SAEB

<b>SISTEMA DE ALMACENAMIENTO SAEB, 48,2 MW - 2 horas</b>					
<b>ELEMENTO</b>	<b>DDP</b>	<b>Montaje</b>	<b>Otros costos</b>	<b>Total</b>	<b>Moneda dic 2023</b>
Sistema de almacenamiento con baterías SAEB, de 48,2 MW, 2 horas.	\$104.091.481.860,00	\$14.572.807.460,40	\$12.490.977.823,2	\$ 131.155.267.143,60	COP

Adicionalmente, se tuvo en cuenta que, al considerar la entrega de energía en media tensión, para la conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) es imprescindible incluir componentes adicionales. Entre estos, destaca el transformador elevador, adecuado para incrementar la tensión desde el nivel de media tensión a los niveles requeridos por el STN. También se requiere una bahía de conexión que debe estar acorde al tipo de barraje al que se va a conectar, asegurando la compatibilidad técnica y la seguridad del sistema.

#### **8.1.6.2. Estimación de costos para sistemas STATCOMS**

La información suministrada por la empresa PEL, brinda una referencia del valor de un STATCOM de 90 MVar a 34,5 kV los precios desglosados se presentan a continuación:

Tabla 21. Costos Asociados a STATCOM de 90 MVar.

<b>RESUMEN PROYECTO PEL STATCOM - QUIFA</b>				
<b>ÍTEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>FM</b>	<b>VENTA COP</b>	<b>VENTA USD</b>
1	SUMINISTROS STATCOM	1,15	COP 49.512.945.825	USD 12.076.328

RESUMEN PROYECTO PEL STATCOM - QUIFA					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FM	VENTA COP	VENTA USD	
2	OTROS SUMINISTROS IMPORTADOS	1,15	COP 3.092.734.802	USD	754.326
3	SUMINISTROS (COP)	1,20	COP 1.395.519.364	USD	340.371
4	MONTAJE	1,70	COP 3.154.978.425	USD	769.507
5	PRUEBAS	1,40	COP 459.081.396	USD	111.971
6	OBRA CIVIL	1,50	COP 7.866.960.108	USD	1.918.771
7	INGENIERIA	1,25	COP 1.531.498.763	USD	373.536
8	CERTIFICACION	1,25	COP 89.250.000	USD	21.768
9	ADMINISTRACION	1,00	COP 2.551.388.956	USD	622.290
			<b>COP 69.654.357.639</b>	<b>USD 16.988.868</b>	

El STATCOM comprado por PEL contiene unos módulos de IGBT, un sistema de refrigeración, el módulo STATCOM, sistema de control, reactores en serie, interruptores de potencia; lo que deduce que es un STATCOM basado en convertidores de multinivel de voltaje (VSC). Este tipo de STATCOM es ampliamente utilizado en aplicaciones de compensación reactiva debido a las ventajas que ofrecen los IGBT's en términos de alta frecuencia de conmutación, control preciso de corriente y un diseño compacto modular.

Adicional de todas las componentes que tiene este tipo de STATCOM's se necesita un módulo de bahía que conecta al sistema de transmisión ya sea de 230 ò 500 kV, que ya puede ser contemplado con las unidades constructivas existentes de la CREG.

Como la propuesta de la nueva unidad constructiva de los STATCOM's es determinar el precio a distintos niveles de potencia reactiva, se procede a determinar cuánto es el porcentaje correspondiente al montaje, obra civil, otros costos y los costos administrativos con respecto al total:

Tabla 22. Referencia porcentual respecto al valor total del STATCOM reportado por PEL

Descripción UC	Referencia porcentual respecto al valor total del FACTS reportado por PEL
DDP	78%
Montaje STATCOM	5%
Obra civil	11%
Otros Costos	2%
Costos financieros	4%

Luego para estimar los costos a diferentes potencias se toma como referencia los USD \$16,98 Millones de dólares del STATCOM de 90 MVar y se divide entre 90, para obtener el valor por unidad de potencia (MVAR), lo cual sería un valor de 188,765 \$USD/MVAR.

Tabla 23. Costo de las STATCOM con la metodología de estimación de precios

POTENCIA STATCOM	Costo Total (USD)	Costo Total (COP)
STATCOM 30 MVar	\$ 5,662,956.13	\$ 25.010.445.748,15
STATCOM 90 MVar (Precio PEL)	\$ 16,988,868.39	\$ 75.031.337.244,44
STATCOM 50 MVar	\$ 9,438,260.22	\$ 41.684.076.261,63
STATCOM 100 MVar	\$ 18,876,520.43	\$ 83.368.152.479,10
STATCOM 200 MVar	\$ 37,753,040.86	\$ 166.736.304.958,19

### 8.1.6.3. Estimación de costos para sistemas SVC

Para estimar los precios de las SVC's se consideró literatura especializada como: (Western Electricity Coordinating Council, 2014) y (CIGRÉ, 2014) las cuales explican que al año 2014 los componentes de todo el sistema de SVC tienen un costo total de \$88,000 USD por MVar instalado de a un nivel de tensión de 500 kV y 230 kV:

Tabla 24. Costo del capital de los componentes reactivos

Equipment	230kV Substation	345kV Substation	500kV Substation
Shunt Reactor (\$/MVAR)	\$ 20.700,00	\$ 20.700,00	\$ 20.700,00
Series Capacitor(\$/MVAR)	\$ 3.100,00	\$ 10.350,00	\$ 10.350,00
SVC(\$/MVAR)	\$ 88.000,00	\$ 88.000,00	\$ 88.000,00

**Fuente:** Western Electricity Coordinating Council | CAPITAL COSTS FOR TRANSMISSION AND SUBSTATIONS

Se contrasta el valor reportado anterior, respecto a la información definida en el artículo (L'Abbate, Fulli, & Handschin, 2007) discuten la economía de la integración de FACTS en sistemas eléctricos y se observa que la variación de precio se encuentra dentro del valor del rango estimado como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 25. Costo de la inversión en equipos de transmisión

Type	Cost
Phase shifter	16–70 €/kVA
Capacitor	10–20 €/kVAr
Static VAR Compensator (SVC)	35–90 €/kVAr
Static Synchronous Compensator (STATCOM)	60–130 €/kVAr
Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)	50–130 €/kVAr
Unified Power Flow Controller (UPFC)	90–170 €/kVA
Single circuit overhead line	200–300 k €/km
Double circuit overhead line	300–600 k €/km

**Fuente:** Economics of FACTS integration into the liberalised European power system A. L'Abbate et al



Partiendo de lo anterior, por el año en el que se hizo el reporte se tomó el valor de \$USD 88,000 reportado en la primera fuente (Western Electricity Coordinating Council, 2014).

Este precio incluye ingeniería, suministro, montaje y puesta en servicio del SVC. Por lo que es necesario estimar los ítems de la unidad constructiva de esta manera:

Se consideró la Información reportada por los Agentes en la Circular CREG 092 de 2024, donde se identificó que el agente TRANSELCA reportó un D-FACT tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensators) que comparte características de costo similares al activo bajo estudio, a partir de sus inductores de precio se calcula la proporcionalidad del DPP, Obra Civil, Montaje y costos Financieros respecto del valor.

Tabla 26. Referencia porcentual respecto al valor total del FACTS reportado por Transelca

Descripción UC	Referencia porcentual respecto al valor total del FACTS reportado por TRANSELCA
<b>DDP</b>	86%
<b>Montaje SVC</b>	1,5%
<b>Obra civil</b>	3,4%
<b>Otros Costos</b>	3,2%
<b>Costos financieros</b>	5,8%

Una vez se han calculado estos drivers procede a calcular el valor presente de cada componente del SVC considerando los índices de precios al productor de Estados Unidos PPI y se actualizan los precios a diciembre de 2023.

Tabla 27. Costo de los SVC con la metodología aplicada

Compensación SVC			
ELEMENTO	Valor tomado como proyecto llave en mano	Total	Moneda
Modulo SVC de 30 Mvar a 230 - 500 kV		\$13.879.669.345,47	COP dic 2023
Modulo SVC de 50 Mvar a 230 - 500 kV		\$23.132.782.242,45	COP dic 2023
Modulo SVC de 100 Mvar a 230 - 500 kV		\$46.265.564.484,91	COP dic 2023
Modulo SVC de 200 Mvar a 230 - 500 kV		\$92.531.128.969,81	COP dic 2023

Ahora bien, es preciso aclarar que la tecnología instalada por TRANSELCA se diferencia de un SVC según ubicación en el sistema eléctrico, y aspectos funcionales. A continuación, se detallan las diferencias clave:

### Ubicación en el Sistema eléctrico de potencia:

- El SCCC se conecta en serie con la línea de transmisión.
- El SCCC modifica la impedancia de la línea de transmisión para controlar el flujo de potencia activa y reactiva.

- Los SVC se conecta en paralelo con el sistema eléctrico.
- Los SVC controlan tensión al nodo inyectando o absorbiendo potencia reactiva.

**Función principal:**

- El SSSC controla el flujo de potencia activa y mejora la estabilidad de oscilaciones en la línea.
- El SSSC Compensa reactivos en serie para reducir caídas de voltaje y mejorar el desempeño dinámico de la línea.
- El SVC regula tensión.
- El SVC está basado en dispositivos **TCR (Thyristor-Controlled Reactor)** y **TSC (Thyristor-Switched Capacitor)** mientras que los SSSC están basados en IGBTs o GTOs

**8.1.6.4. Estimación de costos para sistemas SSSC (D-FACTS)**

En el caso de los SSSC, se toma como referencia los precios reportados por el transmisor TRANSELCA, los cuales son SSSC de 10 MVar. Los SSSC (Static Synchronous Series Compensators) son dispositivos de la familia FACTS (Flexible AC Transmission Systems) que se conectan en serie con una línea de transmisión eléctrica. Su objetivo principal es controlar dinámicamente el flujo de potencia activa y reactiva a través de la línea, mejorando la eficiencia y la estabilidad del sistema eléctrico.

Para establecer un precio por MVar instalado de la unidad constructiva, se realiza un análisis similar al efectuado con los STATCOM, por lo tanto, se considera como base el costo reportado de \$21,767,317,918 COP. Este valor se divide entre 10 (10 MVar), obteniendo así una estimación del costo de instalación por MVar para un SSSC, que resulta en \$2,176,731,791.8 COP/MVar

Tabla 28. Costo unidad constructiva de DFACTS

Descripción UC	Costo TOTAL (COP) dic 2023
Modulo SSSC de 10 MVar	\$ 21,767,317,917.93
Modulo SSSC de 50 MVar	\$ 108,836,589,590
Modulo SSSC de 100 MVar	\$ 217,673,179,179.3

**8.1.6.5. Estimación de costos estaciones convertidoras HVDC.**

En este apartado se desarrolla la metodología de valoración de las estaciones convertidoras de HVDC tipo VSC, toda vez que, de acuerdo con el plan de expansión de la transmisión 2022-2036 de la UPME, se prevé como la tecnología a implementar en el país tal como se explicó en las secciones 7.2.7 y 7.2.8.

La estimación de costos de las estaciones convertidoras en HVDC se toma como referencia bibliográfica lo establecido en: CIGRÉ 186 (2007) y (Western Electricity Coordinating Council, 2014).

De acuerdo con el (Western Electricity Coordinating Council, 2014), el precio que reporta a 2014 es el siguiente:

Tabla 29. Costos de una estación convertidora HVDC

<b>HVDC CONVERTER STATIONS</b>	
<b>MW Rating</b>	<b>3000 MW</b>
500 kV HVDC Converter Station	\$460,708,500
600 kV HVDC Converter Station	\$506,779,350

Se procede a comparar el valor con las referencias de CIGRE 186 y 388 como se muestra en la tabla 29:

Tabla 30. Comparación de costos de estaciones convertidoras de acuerdo con su potencia a precios de 2007

<b>Voltage</b>	<b>Bipolar Rating MW</b>	<b>Costo en Millones de dólares</b>	<b>Fuente</b>
<b>±500</b>	3000	420	CIGRE Brochure 186
<b>±500</b>	4000	680	CIGRE Brochure 186
<b>±600</b>	3000	460	CIGRE Brochure 186

Se puede observar que:

- Los valores de las estaciones convertidoras que están en millones de dólares hacen referencia a proyectos “llave en mano”.
- Los precios incluyen la parte rectificadora más la parte de inversores.
- Los precios están sin impuestos.

Comparando los precios tanto del CIGRE 388 y 186 con los reportados por Western Electricity Coordinating Council, se tomaron los precios de la CIGRE 388 y 186 debido a que ofrecen una valoración por unidad de potencia para las estaciones HVDC. Estos valores se ajustan de acuerdo con el IPP de Estados Unidos desde el 2007 hasta 2023.

La CIGRE 388 establece que los sistemas HVDC están diseñados en detalle según las condiciones técnicas previas del cliente y las investigaciones necesarias para el desarrollo futuro del sistema de red. Por lo tanto, cada sistema HVDC es diferente, por lo tanto, se ajusta la división de costos establecidas por la CIGRE 186 para la unidad constructiva propuesta:

Tabla 31. Unidad constructiva sistema de conversión

Descripción UC	Elementos en sistema convertidor	Referencia porcentual individual	Referencia porcentual total
DDP	Válvulas	22%	70%
	Transformador convertidor	22%	
	Subestación DC (Switchyard) incluyendo filtros	6%	
	Subestación AC (Switchyard) incluyendo filtros	9%	
	Control y protección y comunicaciones	8%	
	Alimentación auxiliar	3%	
<b>Montaje Estación Convertidora</b>			5%
<b>Obra civil</b>			14%
<b>Otros Costos</b>			8%
<b>Costos financieros</b>			3%

Tabla 32. Costo de una subestación convertidora bipolo aplicando la metodología

Descripción UC	Costo TOTAL (USD)	Costo TOTAL (COP) dic 2023
Subestación convertidora Bipolo de +/-500 kV a 3 GW	\$ 687,612,925.79	\$ 2.819.212.995.739,00
Subestación convertidora Bipolo de +/-500 kV a 4 GW	\$1,113,278,070.33	\$ 4.564.440.087.135,30
Subestación convertidora Bipolo de +/-600 kV a 3 GW	\$ 753,099,871.11	\$ 3.087.709.471.551,00

#### **8.1.6.6. Estimación de costos Líneas de transmisión en alta tensión DC con retorno metálico (HVDC)**

El análisis de las UC para líneas HVDC se desarrolló en el marco del proyecto de expansión de la UPME, que incluye una línea de transmisión desde La Guajira con capacidad de unos 3.000 megavatios de energía. Este proyecto impulsa la incorporación de tecnología HVDC en la nueva resolución de la CREG, con el fin de responder a los requerimientos actuales de transmisión de alta capacidad. La definición y estimación de costos de estas UC's se basaron en el diseño preliminar de la línea proyectada en La Guajira, teniendo en cuenta aspectos como el montaje de estructuras, los conductores y aisladores, los cables de guarda y el sistema de puesta a tierra.

El montaje de estructuras incluye los tipos de torres necesarias para el trazado de la línea, que deben diseñarse según las tensiones mecánicas y las condiciones del terreno. En este

sentido, se estimó que la cimentación de estas estructuras representa el 30% del costo total de las mismas. Asimismo, el montaje de conductores y aisladores se determinó según las especificaciones técnicas para sistemas bipolares y de retorno metálico además para los aisladores, se contempló un nivel de contaminación muy alto y el uso de aisladores antiniebla o antifog, adaptados a las condiciones ambientales de la región., mientras que los costos cables de guarda y el sistema de puesta a tierra fueron ajustados utilizando los valores establecidos en la resolución vigente, los cuales fueron proyectados al año 2023 mediante el Índice de Precios al Productor (IPP). Este ajuste, calculado conforme al procedimiento en la sección de actualización de precios de las Unidades Constructivas (UC), resultó en un incremento del 61,05% sobre los costos originales.

Las unidades constructivas de la línea HVDC incluyen varios elementos clave. En cuanto a la línea HVDC bipolo con retorno metálico, se contempla la instalación completa de cable conductor de 1200 MCM con 4 subconductores (bipolo) y la instalación completa del retorno metálico de 1200 MCM con 2 subconductores. Además, se incluye el cable de guarda convencional y el cable de guarda OPGW. En cuanto a las estructuras metálicas HVDC, se consideran el montaje de la estructura HVDC de retención y de suspensión, y el montaje e instalación de cadenas de aisladores HVDC, para la línea principal y para el retorno. También se contempla el sistema de puesta a tierra, diseñado según el tipo de estructura utilizada. Por último, para las cimentaciones para estructuras metálicas HVDC, se incluyen las para las torres metálicas de suspensión y de retención.

Tabla 33. Costo de los km de red HVDC bipolo con retorno metálico

<b>KM DE RED HVDC BIPOLO CON RETORNO METALICO</b>					
<b>ELEMENTO</b>			<b>Fracción del costo de la UC i</b>	<b>Total</b>	<b>Moneda dic 2023</b>
INSTALACIÓN COMPLETA DE CABLE CONDUCTOR 1200 MCM x4 SUBCONDUCTORES (BIPOLO)			75,80%	\$756.981.248,84	COP
INSTALACIÓN COMPLETA DE RETORNO METÁLICO 1200 MCM x2 SUBCONDUCTORES			18,90%	\$188.648.413,40	COP
CABLE DE GUARDA CONVENCIONAL			0,60%	\$6.454.087,44	COP
CABLE DE GUARDA OPGW			4,70%	\$47.139.802,79	COP
<b>ESTRUCTURAS METÁLICAS HVDC</b>					
<b>ELEMENTO</b>			<b>Fracción del costo de la UC i</b>	<b>Total</b>	<b>Moneda dic 2023</b>
MONTAJE ESTRUCTURA HVDC	RETENCIÓN		56,60%	\$811.320.330,00	COP
MONTAJE ESTRUCTURA HVDC	SUSPENSIÓN		38,20%	\$547.543.420,00	COP
MONTAJE E INSTALACIÓN DE CADENA DE AISLADORES HVDC			4,90%	\$70.451.807,10	COP
MONTAJE E INSTALACIÓN DE CADENA DE AISLADORES HVDC RETORNO			0,20%	\$2.566.709,99	COP

	<b>Informe Final: Unidades Constructivas Transmisión de Energía</b>
-----------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DISEÑO TÍPICO DE ACUERDO CON EL TIPO DE ESTRUCTURA	0,20%	\$2.644.200,23	COP
<b>CIMENTACIONES PARA ESTRUCTURAS METÁLICAS HVDC</b>			
<b>ELEMENTO</b>	<b>Fracción del costo de la UC i</b>	<b>Total</b>	<b>Moneda dic 2023</b>
CIMENTACIÓN PARA TORRE METÁLICA HVDC DE SUSPENSIÓN	41,20%	\$145.740.000,00	COP
CIMENTACIÓN PARA TORRE METÁLICA HVDC DE RETENCIÓN	58,80%	\$208.200.000,00	COP

#### **8.1.6.7. Estimación de costos de los conductores HTLS**

Para la determinación de la unidad constructiva de los conductores HTLS, se utilizó como base la información de los calibres ACSR actualmente descritos en la Resolución. A partir de estos, se establecieron los conductores HTLS equivalentes a incluir en la actualización de la Resolución 015 2018, adicionando el calibre 1113 kcmil (ACSR) para establecer un mayor rango de uso. Los precios se establecieron a partir del valor descrito en la Resolución vigente, proyectados al 2023, aplicando el Índice de Precios al Productor (IPP), calculado mediante el procedimiento en la sección de Actualización de Precios de las UC, resultando en 61,05 %.

Luego, considerando los valores comerciales de la tecnología HTLS, se definió un rango entre 2.5 y 2.8 veces del valor correspondiente al ACSR. Finalmente, se consideró un valor medio de 2.65 veces. En cuanto a los herrajes, específicamente el empalme del conductor, definido dentro de la instalación del conductor en la Resolución vigente, se consideró un incremento del 50%, según la metodología descrita.

Tabla 34. Costo de los km de conductor desnudo HTLS

<b>INSTALACIÓN COMPLETA DE CONDUCTORES HTLS</b>				
<b>ELEMENTO</b>	<b>DDP</b>	<b>Montaje</b>	<b>Total</b>	<b>Moneda dic 2023</b>
Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS (266 kcmil)	\$ 69.744.363,91	\$ 17.252.435,01	\$ 86.996.798,92	COP
Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS (336 kcmil)	\$ 92.190.239,60	\$ 17.252.435,01	\$ 109.442.674,61	COP
Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS (397 kcmil)	\$ 113.287.320,11	\$ 17.252.435,01	\$ 130.539.755,12	COP
Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS (477 kcmil)	\$ 141.767.154,01	\$ 17.252.435,01	\$ 159.019.589,02	COP
Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS (605 kcmil)	\$ 174.404.049,25	\$ 26.025.287,50	\$ 200.429.336,75	COP

INSTALACIÓN COMPLETA DE CONDUCTORES HTLS				
ELEMENTO	DDP	Montaje	Total	Moneda dic 2023
Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS (795 kcmil)	\$ 242.740.347,12	\$ 26.025.287,50	\$ 268.765.634,62	COP
Km de Conductor (3 fases) desnudo HTLS (1113 kcmil)	\$ 508.057.896,60	\$ 26.025.287,50	\$ 534.083.184,10	COP

#### 8.1.6.8. Estimación de costo para el DLR

El monitoreo dinámico de líneas de transmisión (DLR, Dynamic Line Rating) se incluye como una prestación de servicio requerido para las líneas de transmisión a través de la unidad constructiva. El servicio incluye todos los equipos, instalación, monitoreo, módulos de software, mantenimiento y garantía de la implementación de esta tecnología.

Para la inclusión de la unidad constructiva se consideraron dos escenarios: el primero para líneas menores a un (1) kilometro y el segundo para líneas superiores a un (1) kilometro. Los costos se estimaron a partir de referencias comerciales del mercado que ofrecen estos servicios.

#### 8.1.6.9. Estimación de costos de las PMU

Para la estimación de los costos de las PMU, se procede a tomar la información suministrada por SEL. Los PMU tienen desagregados los siguientes componentes:

- Plataforma de integración modular de I/O y control el cual es equivalente al equipo SEL-2242 Chassis/Backplane
- Fuente de alimentación para todo el sistema de PMU, equivalente al equipo SEL-2243 Power Coupler
- Un módulo controlador de automatización en tiempo real diseñado para integrarse en el sistema modular (primer ítem o equivalente al SEL-2240)
- Módulo de protección el cual contempla transformadores de corriente (TC) con retornos aislados y tres transformadores de potencial (TP) para la medición de señales de corriente y voltaje en corriente alterna (CA).
- Switch de comunicación

Partiendo de lo anterior se muestran los precios de la unidad completa del PMU, tomando como referencia la cotización que envió SEL:

Tabla 35. Descripción de costos de PMU

Opción	Descripción opciones	Cantidad	Valor (COP)
1	Suministro, diseño, pruebas FAT y SAT de tablero de PMU, incluye: -Un (1) PMU SEL Axion compuesto por: -Un (1) SEL-2242 Chassis/Backplane -Un (1) SEL-2243 Power Coupler -Un (1) SEL-2241 RTAC	1	\$151,700,000



	<b>Informe Final: Unidades Constructivas Transmisión de Energía</b>
-----------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------

Opción	Descripción opciones	Cantidad	Valor (COP)
	-Dos (2) SEL-2245-42 AC Protection Module -Un (1) Switch de comunicación: Un (1) SEL-2730M		
2	Solo suministro de: -Un (1) PMU SEL Axion compuesto por: -Un (1) SEL-2242 Chassis/Backplane -Un (1) SEL-2243 Power Coupler -Un (1) SEL-2241 RTAC -Dos (2) SEL-2245-42 AC Protection Module -Un (1) Switch de comunicación: Un (1) SEL-2730M	1	\$23,780,000

Por lo tanto, se establece como referencia un valor DDP de \$23,780,000 COP. Adicionalmente, al evaluar los costos financieros asociados a las unidades constructivas actuales vinculadas con sistemas de control y protección, se observa una tendencia donde dichos costos representan aproximadamente el 2% del valor total de la unidad constructiva. Los costos asociados a las pruebas FAT (Factory Acceptance Testing) y SAT (Site Acceptance Testing) se clasificarán bajo el rubro de "Otros Costos", siendo su valor el resultado de restar el valor total de la unidad constructiva menos los costos financieros y el DDP. En consecuencia, se ha definido la discretización de la unidad constructiva de la siguiente manera:

Tabla 36. Resumen de unidad constructiva de PMU.

ELEMENTO	DDP	Otros costos	Costos financieros	Total	Moneda dic 2023
Unidad PMU para niveles de tensión de 230 kV y 500 kV	\$ 23,780,000	\$124,886,000	\$ 3,034,000	\$151,700,000	COP

### 8.1.7. Elementos de comercio exterior

En este contexto, se refiere al intercambio de bienes y servicios entre agentes de diferentes países. Los elementos del comercio exterior son los diferentes aspectos que conforman este intercambio internacional. Estos componentes pueden agruparse en varios ámbitos, desde las transacciones comerciales propiamente dichas hasta los aspectos regulatorios, logísticos y financieros que facilitan el comercio internacional. A continuación, se describen los principales componentes (Paul Krugman, 2018), (Bhagwati, 2007), (Taylor, 2014), (Ocampo, 2014):

**Bienes y Servicios**

**Bienes:** Son los productos tangibles que se comercializan entre países, tales como productos equipo eléctrico, tecnología, etc.

**Servicios:** Los intercambios de servicios también constituyen una parte importante del comercio exterior, como la ingeniería de detalle para una nueva tecnología, etc.

**Actores del Comercio Exterior**

- **Exportadores:** Son las empresas o individuos que venden bienes o servicios a otros países. En términos de comercio exterior, las exportaciones representan los bienes o servicios enviados fuera del país de origen.
- **Importadores:** Son las empresas o individuos que compran productos o servicios de otros países. En este contexto, las importaciones representan los bienes o servicios que entran al país.
- **Intermediarios:** Incluyen a agentes de aduanas, empresas de transporte, agentes de carga, y corredores de comercio internacional, que ayudan a facilitar el intercambio de productos entre compradores y vendedores internacionales.

**Contratos y Acuerdos Comerciales Internacionales**

- **Acuerdos comerciales:** Son tratados o pactos entre países que facilitan el intercambio comercial, a menudo reduciendo aranceles, eliminando barreras no arancelarias y estableciendo normas comunes para el comercio de productos y servicios. Ejemplos incluyen acuerdos bilaterales, regionales (como el Tratado de Libre Comercio de Colombia) o multilaterales como la Organización Mundial del Comercio (OMC).
- **Contratos internacionales:** Establecen las condiciones y términos del intercambio comercial, tales como precio, cantidad, fecha de entrega, modalidad de pago, condiciones de transporte, etc. Estos contratos son fundamentales para regular las relaciones comerciales entre las partes involucradas.

**Medios de Pago y Financiamiento**

El comercio exterior requiere métodos específicos para financiar y asegurar las transacciones:

- **Métodos de pago internacionales:** Incluyen el uso de letras de crédito, transferencias bancarias, pagos anticipados, pagos contra entrega, entre otros.
- **Financiamiento internacional:** Algunas transacciones comerciales requieren financiamiento, que puede obtenerse a través de bancos internacionales, entidades financieras, fondos de inversión, etc.
- **Cobranza internacional:** Se refiere a la forma en que las empresas reciben el pago por las exportaciones. Puede ser mediante cobranza directa o a través de bancos.

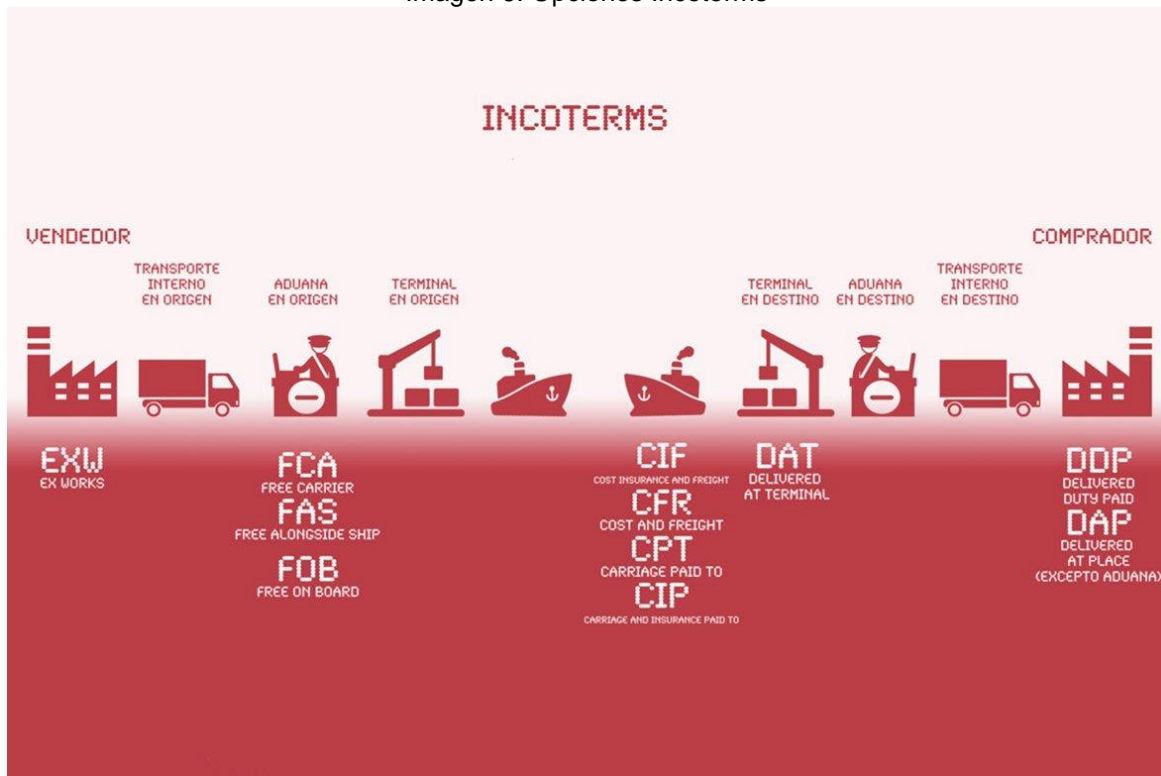
### Logística y Transporte Internacional

La logística internacional es clave para el comercio exterior, ya que se refiere al movimiento físico de mercancías entre países. Esto involucra:

- Transporte internacional: Incluye el transporte marítimo (contenedores), aéreo, ferroviario y por carretera. Dependiendo de las características del producto y la distancia, se elige el medio de transporte más adecuado.
- Almacenaje: Se refiere a los procesos de almacenamiento de productos en tránsito o en aduanas.
- Seguro de mercancías: Para proteger los bienes durante el transporte, las empresas pueden contratar seguros internacionales que cubran posibles daños o pérdidas.

De forma ilustrativa, la siguiente imagen muestra las diferentes alternativas de condiciones de transporte internacional que denotan la cantidad de posibilidades que pueden afectar los precios de las UCs.

Imagen 6. Opciones Incoterms



Fuente: <https://www.partidalogistics.com/incoterms-fob-cif-ex-works/>

### Aduanas y Regulaciones

Las aduanas son organismos gubernamentales responsables de regular el paso de mercancías a través de las fronteras nacionales. Los componentes clave en este ámbito incluyen:

- **Aranceles:** Son impuestos que los gobiernos imponen a las importaciones y exportaciones. Los aranceles se utilizan para proteger las industrias nacionales o como una fuente de ingresos para el gobierno.
- **Normativas y regulaciones:** Los países imponen diversas regulaciones sobre los productos importados y exportados. Estas pueden incluir normas de calidad, seguridad, u otros controles, por ejemplo, el gas SF6.
- **Documentación aduanera:** Para que las mercancías crucen las fronteras, es necesario cumplir con una serie de procedimientos aduaneros. Esto incluye la presentación de documentos como la factura, la lista de empaque, el manuscrito de embarque, entre otros.

### **Cambio de Divisas y Tipo de Cambio**

- **Cambio de divisas:** El comercio exterior implica el intercambio de bienes y servicios entre países con diferentes monedas, lo que requiere la conversión de una moneda a otra. Las tasas de cambio son fluctuantes y pueden afectar el costo de las importaciones y exportaciones.
- **Riesgo cambiario:** Las variaciones en el tipo de cambio pueden generar incertidumbre en los precios de los productos exportados e importados, por lo que las empresas suelen utilizar instrumentos de cobertura cambiaria (como contratos de futuros u opciones) para mitigar este riesgo.

En resumen, la valoración de los elementos constructivos (UC's) del STN es un proceso técnico y económico complejo que requiere un enfoque detallado para cada componente del sistema. Al utilizar una metodología estructurada, se puede obtener una estimación precisa de los costos y riesgos asociados, lo que permite reflejar la realidad y las oportunidades de eficiencias.

## **8.2. Conclusiones de la Valoración de las Nuevas UC**

**Enfoque Sistemático en la Valoración:** este capítulo establece una metodología preliminar para la valoración de las Nuevas Unidades Constructivas (UC), que es crucial para realizar un análisis sistemático y estructurado de los distintos aspectos que afectan su implementación y funcionamiento. Este enfoque garantiza que cada UC sea evaluada en términos técnicos, económicos y operativos, lo que proporciona un marco integral para la toma de decisiones informadas en la planificación y ejecución de activos energéticos.

**Importancia de la Eficiencia y Fiabilidad:** en el contexto de la metodología, se enfatiza la necesidad de priorizar la eficiencia y fiabilidad de las UC. La evaluación técnica considera no solo la capacidad de cada unidad para desempeñar sus funciones dentro del sistema, sino también su durabilidad y rendimiento bajo diferentes condiciones operativas. Asegurar que las UC sean fiables y eficientes es fundamental para minimizar pérdidas y maximizar el rendimiento del sistema eléctrico.

**Análisis Económico como Pilar Fundamental:** la valoración económica es otro pilar esencial del análisis. Este capítulo enfatiza que los costos de implementación, operación y mantenimiento deben ser considerados en conjunto con los beneficios económicos que cada UC puede aportar al sistema. Esto incluye la reducción de pérdidas energéticas y la optimización de recursos, lo que a su vez influye en la sostenibilidad financiera de las inversiones en infraestructura. Esta mirada económica es vital para garantizar que las decisiones sobre nuevas UC sean no solo técnicas, sino también financieramente viables.

**Flexibilidad y Resiliencia ante Desafíos:** el análisis operativa detallado en el capítulo aborda la capacidad de las UC para adaptarse a diferentes escenarios de demanda y contingencias. La flexibilidad y resiliencia del sistema son críticas en el contexto actual, donde las fluctuaciones en la demanda y la oferta de energía son cada vez más frecuentes debido a cambios climáticos y la integración de energías renovables. Asegurar que las UC puedan ajustarse a estas variaciones es esencial para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

**Continuidad de la Metodología:** se subraya la naturaleza preliminar de la metodología presentada, destacando que debe ser refinada y desarrollada en etapas futuras. Esto implica la necesidad de incorporar aprendizajes y resultados obtenidos de evaluaciones iniciales y pruebas piloto. La continuidad en el proceso de mejora de la metodología es fundamental para adaptarse a nuevas tecnologías y cambios en las condiciones del contexto operativo.

**Interdisciplinariedad en la Evaluación:** La valoración de las UC debe incluir un enfoque interdisciplinario que contemple no solo aspectos técnicos y económicos, sino también consideraciones socioambientales. Esta inclusión es necesaria para desarrollar un marco de valoración que responda a las realidades complejas del sistema energético moderno. La interacción de múltiples disciplinas enriquecerá el análisis y contribuirá a decisiones más equilibradas y sostenibles.

## **9. Actualización de los Valores de Unidades Constructivas**

### **9.1. Referencias Internacionales**

Con el objetivo de enriquecer el análisis y obtener una perspectiva comparativa, se consultaron bases de datos internacionales relevantes para conocer las prácticas y costos de otros países en la transmisión de energía eléctrica. Esta revisión permitió identificar tendencias, comparar metodologías y contrastar la situación colombiana con la de otros países.

Las fuentes de información internacionales consultadas incluyeron:

Tabla 37. Fuentes de Información Internacionales

País	Enfoque de Regulación y Metodología de Costos de UC	Actualización de Tarifas y Frecuencia	Ejemplo de Normativa
Argentina	La Secretaría de Energía y CAMMESA no definen directamente las UC, pero regulan precios mayoristas y estructura de costos para las distribuidoras. Evaluación de costos de generación, distribución y operativos en revisiones tarifarias.	Uso de estructuras de costo sin UC específicas; se establece por distribución de costos general y periodicidad de revisiones.	Reglamentación a nivel de Secretaría de Energía y CAMMESA.
México	La Comisión Reguladora de Energía (CRE) establece UC a través de resoluciones, detallando costos para infraestructura de transmisión y distribución. La CRE publica costos específicos para UC en su portal.	Uso de UC convencionales con normativas para su inclusión en metodologías de costos de infraestructura	Resolución RES/073/2015, Manuales de Tarifas de la CRE
Brasil	ANEEL utiliza el WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital) para establecer costos de UC en contratos de concesión. Las tarifas reflejan costos de operación y mantenimiento, y precios de referencia están disponibles en su portal	Estandarización de UC en base a contratos de concesión con componentes desagregados	Al consultar la página web de ANEEL no se logra tener acceso a la base de datos por restricciones de ciberseguridad. 
Chile	La Comisión Nacional de Energía (CNE) define UC como parte del marco de regulación tarifaria. Publicación periódica de valores de referencia para transmisión y distribución	Estándar en UC; se detalla el costo por unidad de infraestructura en regulaciones	Resolución Exenta No. 106
Honduras	Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENNE	Se estudia la estimación de costos de las unidades constructivas para STR	Estudio realizado por ASINELSA SA – Argentina para Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENNE
Perú	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	Los costos de la Base de Datos serán aprobados anualmente por el Consejo Directivo de Osinergmin en el mes de enero	OSINERGMIN N° 037-2024-OS/CD

### 9.1.1. Honduras

Según el estudio realizado por ASINELSA SA – Argentina para Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENNE, en Honduras se estudia la estimación de costos de las unidades constructivas, se incluye información detallada sobre los costos de los elementos

constitutivos de las unidades constructivas (UC) utilizadas en la valorización de los activos eléctricos.

En el documento se mencionan equipos de transformación para diferentes niveles de voltaje, incluyendo equipos de 34.5 kV y 13.8 kV, pero no se especifican equipos de 230 kV a 500 kV en las tablas presentadas. Por esta razón no contribuye al desarrollo la valoración de las UC y se descarta para la creación de la base de datos general.

### **9.1.2. Chile**

Se consultó la información disponible en la Comisión Nacional de Energía de Chile, incluyendo los estudios de costos de inversión, mantenimiento y operación de instalaciones de transmisión.

De la información obtenida en el estudio realizado para valoración de las instalaciones de los sistemas de transmisión a que se refiere al artículo 52 del reglamento de calificación, valorización, tarifación y remuneración de las instalaciones de transmisión, se encontró una descripción de equipos y capacidades instaladas de la red de transmisión nacional y su valoración. Proporciona información relevante para la actualización de las UC. Su principal característica se enmarca en el concepto de Valor de Inversión VI que incorpora todos los costos fletes (FI), bodegaje (B), montaje (MO), ingeniería (Ing), gastos generales (Gg), intereses intercalarios (Int), los derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente, los bienes intangibles (BI) y el capital de explotación (CE).

### **9.1.3. Argentina**

Se consultó la información de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina, incluyendo los datos sobre costos de transmisión y la regulación del sector. Sin embargo, no se encontró información de la valoración de la infraestructura eléctrica.

### **9.1.4. Perú**

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú (OSINERGMIN), mediante la Resolución No 171-2014-OS/CD aprobó el “Procedimiento para la Actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión” (“Norma BDME”), la cual, entre otros, establece una frecuencia anual para el desarrollo del proceso. Esta característica, junto con el detalle de los equipos reportados, la convierte en una base de datos relevante para este estudio, debido a que brinda los precios de mercado recientes considerando su procedencia.

Los datos obtenidos de la Resolución del consejo directivo OSINERGMIN No 037-2024-OS/CD, muestran la actualización de los módulos de inversión 2024 registrados y obtenidos a través de operadores de red, empresas y registro de aduanas.

Con esta información se lograron identificar diferentes equipos o activos de subestaciones, líneas, centro de control y telecomunicaciones, que contribuyen con la conformación y actualización de las Unidades Constructivas (UC) definidas en la Resolución CREG 011 de 2009.



## 9.2. Normalización de los Datos

### 9.2.1. Datos OSINERGMIN No 037-2024-OS/CD (Perú)

En esta base de datos, el valor de los equipos se categoriza según su origen y la fecha de la cotización ver Tabla 37. Esta categorización resulta en una variabilidad de precios para un mismo equipo, lo que introduce incertidumbre en la selección del valor de referencia más representativo.

Tabla 38. Ejemplo composición BD Perú Perú

CNAN	DESCRIPCIÓN	DPAIS_PROC	TIPO EQUIPO	COSTO (US\$/UND)
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	CHINA	Transformador de corriente	682.25
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	UNITED STATES	Transformador de corriente	2,109.97
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	CHINA	Transformador de corriente	843.73
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	GERMANY	Transformador de corriente	9,105.77
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	TURKEY	Transformador de corriente	5,608.10
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	CHINA	Transformador de corriente	4,789.11
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	TURKEY	Transformador de corriente	4,291.91
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	ITALY	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	17,876.68
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	SWEDEN	Transformador de corriente	10,651.75
8504330000	DEMAS TRANSFORMADORES DE 16 KVA< POTENCIA <=500 KVA	CHINA	Transformador de corriente	9,429.66

Para abordar esta problemática, se empleó la mediana como medida de tendencia central para determinar el precio de cada elemento a partir de las múltiples fuentes de información. La mediana es una medida robusta que minimiza el efecto de los valores extremos (outliers) en la estimación del valor central, como se evidenció en la Circular CREG 038 de 2014 revisión 3.

Para identificar y mitigar el impacto de los valores atípicos, se utilizaron indicadores basados en el criterio de dos desviaciones estándar por encima o por debajo de la mediana. En aquellos casos donde la desviación estándar fue significativa, se establecieron límites superior e inferior equivalentes al 50% de la mediana, lo que permitió acotar la variabilidad y obtener una estimación más precisa del valor característico de cada equipo.

Una vez depurados los datos, se analiza el resultado, comparándolo con los valores obtenidos para otros equipos y con las fuentes originales de donde proviene el resultado.

### Cálculo de la Mediana

Si las tres fuentes tienen los precios P1, P2, P3. La mediana se calcula como:

$$Mediana(P) = \begin{matrix} P2, & \text{si } P1 \leq P2 \leq P3 \text{ ó } P3 \leq P2 \leq P1 \\ P1 & \text{si } P2 \leq P1 \leq P3 \text{ ó } P3 \leq P1 \leq P2 \\ P3 & \text{si } P1 \leq P3 \leq P2 \text{ ó } P2 \leq P3 \leq P1 \end{matrix}$$

### Para Identificar los Outliers

Para determinar si un precio  $P_i$  es un outlier, se puede calcular los límites superior e inferior mediante el método:

### Usando el 50% de la mediana

$$Límite Superior = 1.5 \times Mediana(P), Límite Inferior = 0.5 \times Mediana(P)$$

Un precio  $P_i$  es un outlier si:

$$P_i < Límite Inferior \text{ o } P_i > Límite Superior$$

En caso de tener menos de tres datos para el cálculo del valor del activo para la conformación de la UC, se realiza un promedio simple para obtener el precio del activo.

A continuación, se muestra un ejemplo de la aplicación de la metodología mencionada:

Para un activo como un interruptor de 40kA que hace parte de una bahía de línea en barra sencilla tipo convencional (SE201), se estima que el precio según la base de datos de aduanas obtenida en Osinergmin, en el apartado de Aduanas/SSEE/SECCIONADOR E INTERRUPTOR 2023.xlsx presenta cinco valores diferentes, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 39. Valor Interruptor de 40kA

Interruptores 220kV	
Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BIL), 2000 A, 40 kA, operación tripolar.	\$ 41,614.15
Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BIL), 2000 A, 40 kA, operación tripolar.	\$ 30,100.28
Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BIL), 2000 A, 40 kA, operación tripolar.	\$ 26,897.00
Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BIL), 2000 A, 40 kA, operación tripolar.	\$ 52,553.50
Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BIL), 2000 A, 40 kA, operación tripolar.	\$ 41,614.15

Aplicando la metodología propuesta se eliminan sus valores extremos y se obtienen los resultados:

Tabla 40. Cálculo de mediana y límites para precios de base de datos Osinergmin.

Mediana obtenida		Límite superior 50%	\$ 62,421.22	Media definida según límites	
Mediana	\$ 41,614.15			Mediana	\$ 41,614.15
		Límite inferior 50%	\$ 20,807.07		

Como se observa en la tabla 39, de los cinco precios se calcula la mediana de todos los valores analizados y se calcula el límite superior e inferior para descartar los valores

atípicos. Como en este caso los valores analizados no exceden los límites se tomó el cálculo de la mediana como valor del equipo para la valoración de las UC.

En el caso de solo tener tres valores o menos, en el proceso de filtrado de los equipos se aplica un promedio simple entre los valores para la normalizar de los datos.

Tabla 41. Ejemplo UC no asimiladas, reporte Perú

Descripción	UNIDAD	Fuente	tipo	Precio
Seccionador de Línea, 220 KV, 1050 KvP (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	US\$/Und	ISOTRON S.A.U. SUCURSAL PERU - REPORTE ADUANAS - (20230228)	0	15,043.39
Seccionador de Línea, 220 KV, 1050 KvP (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	US\$/Und	ELECNOR PERU S.A.C. - REPORTE ADUANAS - (20230124)	0	14,030.00
Seccionador de Línea, 220 KV, 1050 KvP (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	US\$/Und	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. - REPORTE ADUANAS - (20230401)	0	12,996.65
Seccionador de Línea, 220 KV, 1050 KvP (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	US\$/Und	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. - REPORTE ADUANAS - (20230401)	0	11,814.76
Seccionador de Línea, 500 KV, 1550 KvP (BIL), 1175 KvP (BSL), 2000 A	US\$/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20220628)	0	30,660.78
Seccionador de Línea, 500 KV, 1550 KvP (BIL), 1175 KvP (BSL), 2000 A	US\$/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20220628)	0	30,660.78
Seccionador de Línea, 500 KV, 1550 KvP (BIL), 1175 KvP (BSL), 2000 A	US\$/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20220628)	0	25,581.38
Seccionador de Línea, 500 KV, 1550 KvP (BIL), 1175 KvP (BSL), 2000 A	US\$/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20220628)	0	25,581.38
Seccionador de Línea, 500 KV, 1550 KvP (BIL), 1175 KvP (BSL), 2000 A	US\$/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20221006)	0	30,101.15

### 9.2.1. Datos CNE (Chile)

Para la determinación de los costos de referencia en el contexto colombiano, se realizó una adaptación de los valores obtenidos de la base de datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile. Específicamente, se utilizaron los costos unitarios presentados en el "Informe Técnico Definitivo Valorización de los Sistemas de Transmisión 2020 - 2023". Es importante señalar que los precios de equipos y materiales detallados en el archivo "Maestro PreciosITD.xlsx", anexo a dicho informe, están expresados en dólares estadounidenses a precios CIF (Costo, Seguro y Flete) de diciembre de 2017.

A partir de estos valores, se procedió a la conformación y valoración de las Unidades Constructivas (UC) aplicables al sistema colombiano. Este proceso de adaptación requirió la homologación de dichas UC, apoyándose en los criterios y lineamientos establecidos en la Circular CREG 029 de 2018. El objetivo de esta homologación fue simplificar la información y alinearla con la estructura regulatoria vigente en Colombia para la actividad de transmisión de energía eléctrica.

### 9.2.2. Datos Circular CREG 76 de 2024

Debido a la desagregación de la información entregada por los operadores organizada por activos como se muestra en la Tabla 41, hace necesario el empleo de una metodología de agregación y normalización de datos.

Tabla 42. Ejemplo UC no asimiladas, reporte Circular CREG 076 de 2024

Activo	Asimilable a UC?	UC	
Cuchilla puesta tierra-L1219	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Cuchilla puesta tierra-L1249	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Seccionador tripolar-L124	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Cuchilla puesta tierra-L1279	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Seccionador tripolar-L127	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Cuchilla puesta tierra-L123	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Pararrayos 220 kV-A	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Pararrayos 220 kV-B	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Pararrayos 220 kV-C	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Interruptor 220 kV-L120	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
BL El Bosque 220 kV - Ternera 1	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Relé multifuncional (2167/59/50/51/50BF	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Relé multifuncional (25/50BF173)	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Registrador de Fallas	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Controlador campo	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
CT 220 kV-A	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
CT 220 kV-B	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
CT 220 kV-C	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
PT 220 kV-A	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
PT 220 kV-B	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
PT 220 kV-C	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Seccionador tripolar-L227	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Cuchilla puesta tierra-L229	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Cuchilla puesta tierra-L2279	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Seccionador tripolar-L225	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Cuchilla puesta tierra-L2259	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Cuchilla puesta tierra-L2229	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Seccionador tripolar-L222	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Pararrayos 220 kV-A	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Pararrayos 220 kV-B	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV
Pararrayos 220 kV-C	No		Bahía de Línea -Encapsulada Interruptor y Medio 230kV

En la tabla 42 se muestra un ejemplo del reporte de los agentes en la Circular CREG 76-24 de 2024, la cual contiene información histórica sobre las convocatorias UPME desarrolladas por los transmisores. Estos datos se caracterizan por su nivel de desagregación y variedad de precios de diferentes vigencias para algunos equipos. De esta manera, se implementó una metodología similar a la utilizada con la base de datos de Perú, enfocada en la agregación y homogeneización de activos. Esta estrategia consistió en identificar todos los activos comunes reportados en las convocatorias, agrupándolos y estableciendo un único valor representativo para cada equipo mediante el cálculo de la media aritmética, garantizando coherencia y comparabilidad en los valores reportados.

En la revisión de la base de datos correspondiente a la Circular CREG 076-24, se observó que los valores reportados por algunos agentes presentan variaciones importantes respecto a la variación histórica como se muestra en las Imágenes 7, 8, 9 y 10.

Imagen 7. Ejemplo UC variación de valores UC CP501 reporte circular 076 de 2024

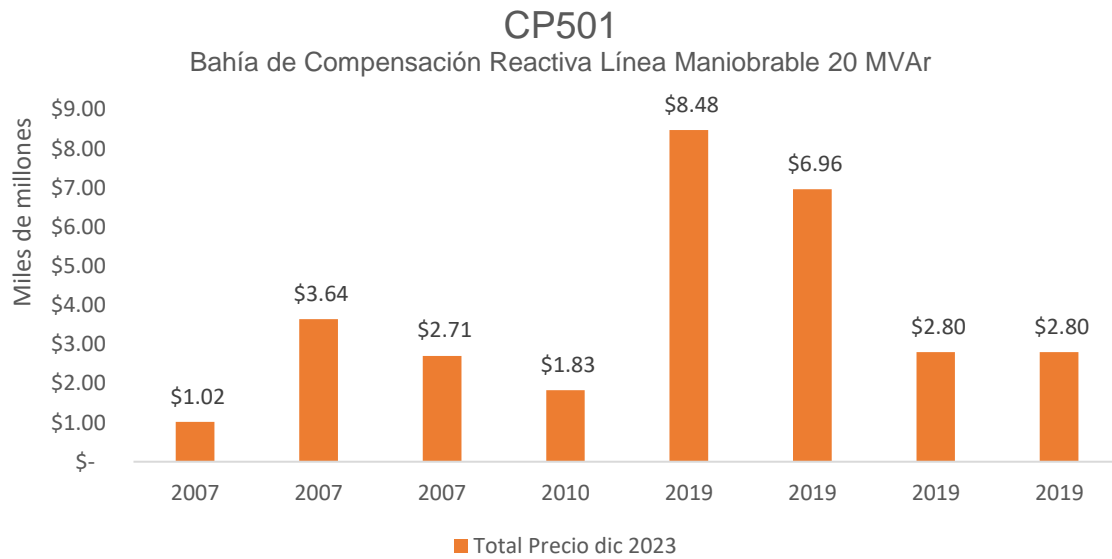


Imagen 8. Ejemplo UC variación de valores UC ATR01 reporte circular 076 de 2024

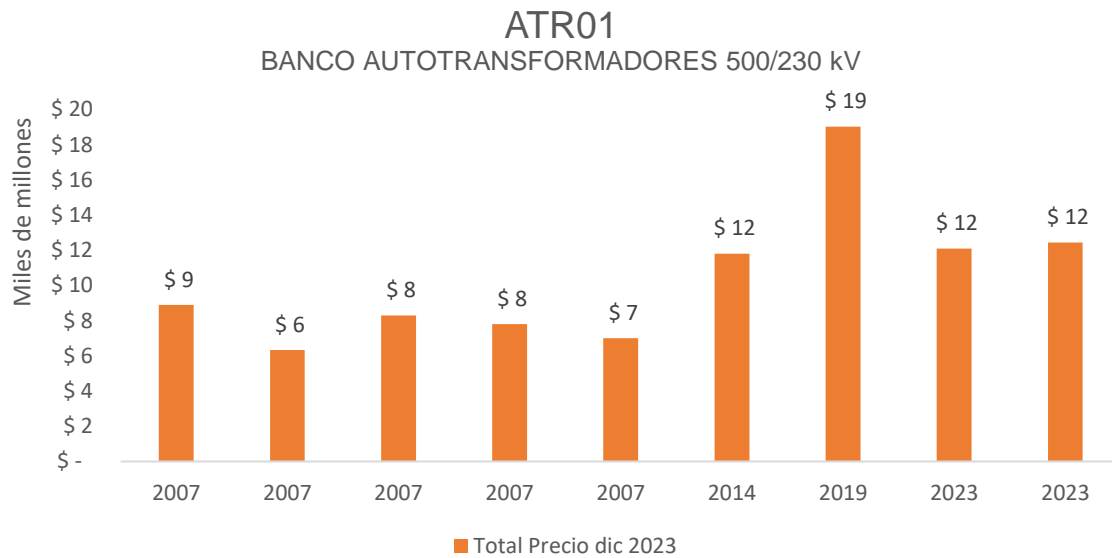


Imagen 9. Ejemplo UC variación de valores UC N6S1 reporte circular 076 de 2024

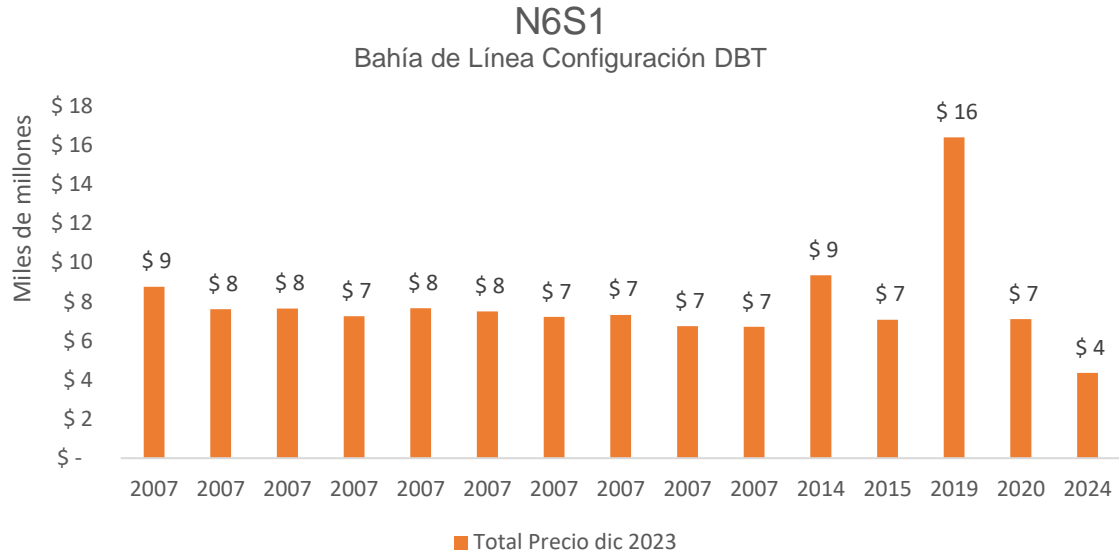
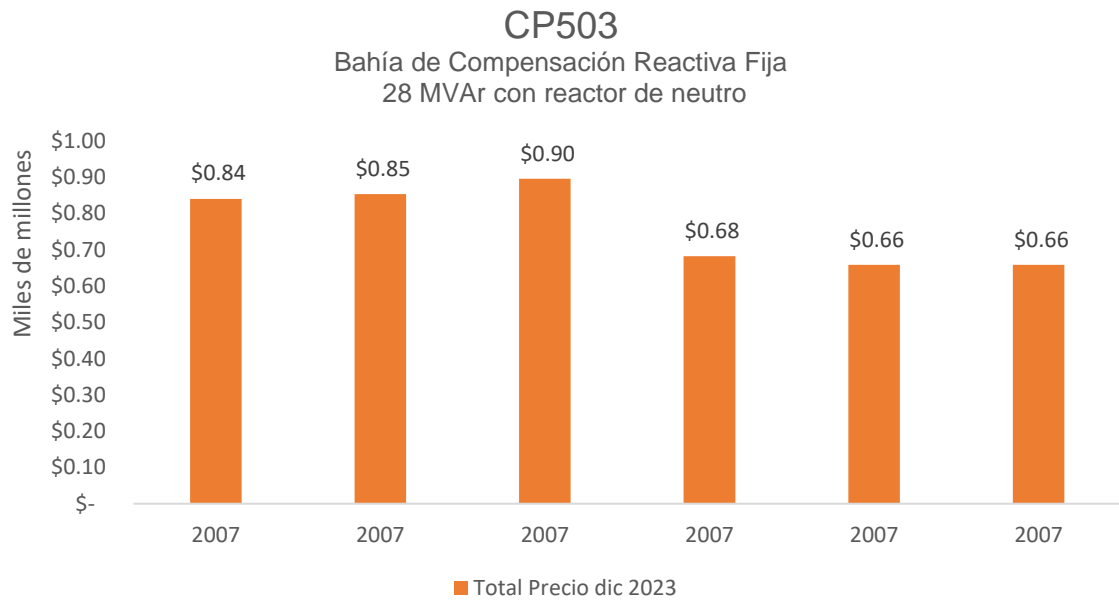


Imagen 10. Ejemplo UC variación de valores UC CP503 reporte circular 076 de 2024



En las imágenes anteriores se observa cómo evoluciona los precios de cada UC conforme las convocatorias, denotando cómo fluctúa incluso en un mismo periodo. Este comportamiento hizo necesaria la aplicación de la metodología de normalización descrita en las secciones anteriores.

### **9.3. Conformación de las Unidades Constructivas UC**

Debido a la alta desagregación de los datos de Perú (equipo por equipo) de igual forma que la de Chile, hizo necesario apoyarse en criterios establecidos en la circular CREG 029 de 2018, para la homologación de las UC's, con el propósito de simplificar y asimilar la información a la estructura de la regulación colombiana, aprovechando el mayor detalle que la metodología de distribución (Resolución CREG 015 de 2018) ofrece para el STR, y así consolidar los valores nuevos para los activos del STN homogenizando la información en ambas metodologías. Lo anterior, considerando que existen activos en común como los de conexión y las configuraciones Anillo e Interruptor y Medio.

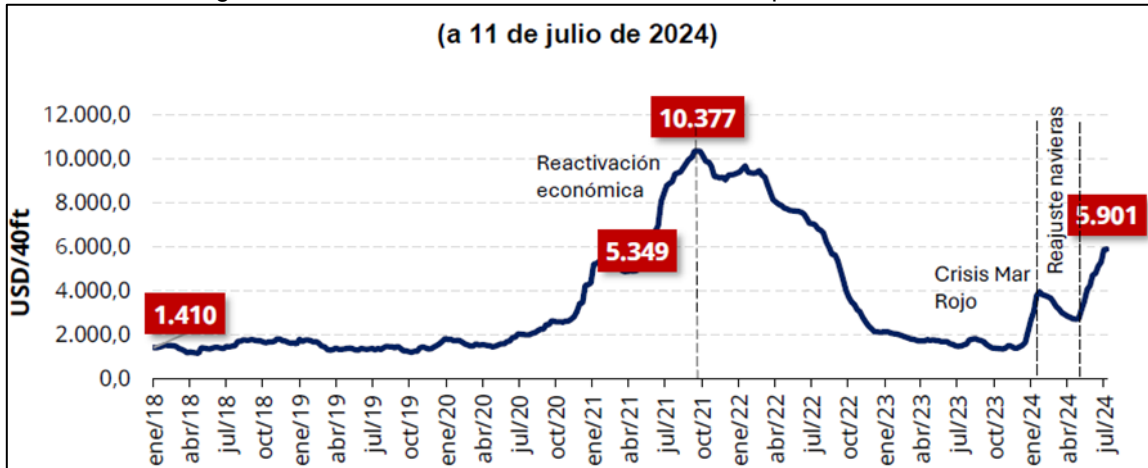
En este sentido, considerando que la información para UC's de subestación contenida en las hojas "PRECIOS UC PERÚ 230 KV y PRECIOS UC PERÚ 500 KV" y PRECIOS CHILE 500 kV y PRECIOS CHILE 220 kV del Anexo 2 Base de Datos, corresponde a los costos CIF (Cost, Insurance, and Freight), estos incluyen FOB, transporte marítimo y seguro marítimo, fue necesario utilizar inductores que permitieran obtener el costo DDP de cada UC. Por consiguiente, se usaron los drivers definidos en la Resolución CREG 011 de 2009 para simular los valores adicionales de bodegaje, arancel, transporte terrestre, seguro terrestre y actualizando el IVA al 19%.

Ahora bien, con relación a los costos de transporte marítimo entre los periodos 2019 – 2023 y el verano del 2024, de acuerdo con la asociación nacional de comercio exterior ANALDEX y TRADING ECONOMICS se muestra un incremento en el transporte marítimo máximo del 634% entre los periodos abril del 2020 y octubre del 2021 como efecto principal de la pandemia COVID – 19, pasando de 1410 USD/40ft a 10,377 USD/40ft Ver imagen 11. Sin embargo, durante el periodo de evaluación, diciembre del 2023, se observa la normalización de la operación logística internacional volviendo a valores alrededor de 1400 USD/40ft. Esto significa que la proporción de los costos del transporte marítimo con respecto a los costos CIF es similar a la analizada en la resolución CREG 011 del 2009 y por lo tanto se conserva el driver definido en esta resolución.

Por otra parte, se asume que los costos de importación de Perú son similares a los colombianos.



Imagen 11. Índice mundial de contenedores, Flete promedio ANALDEX



Fuente: Analdex

Imagen 12. Índice mundial de contenedores, Flete promedio TRADING ECONOMICS

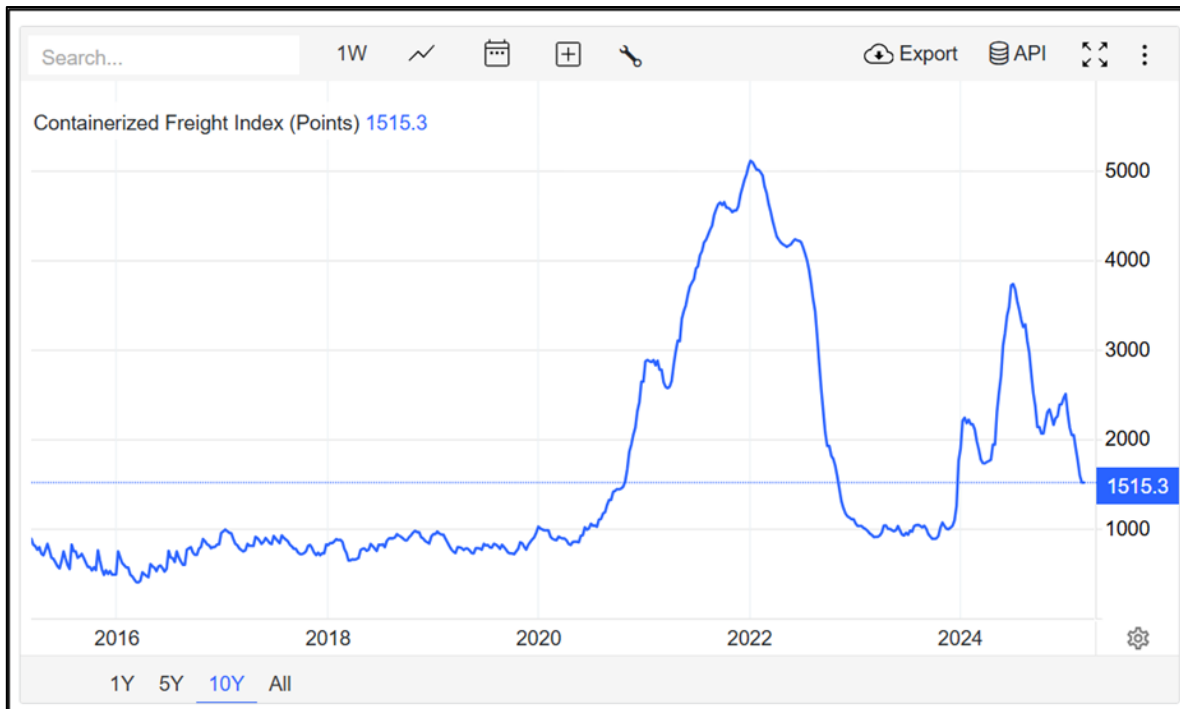
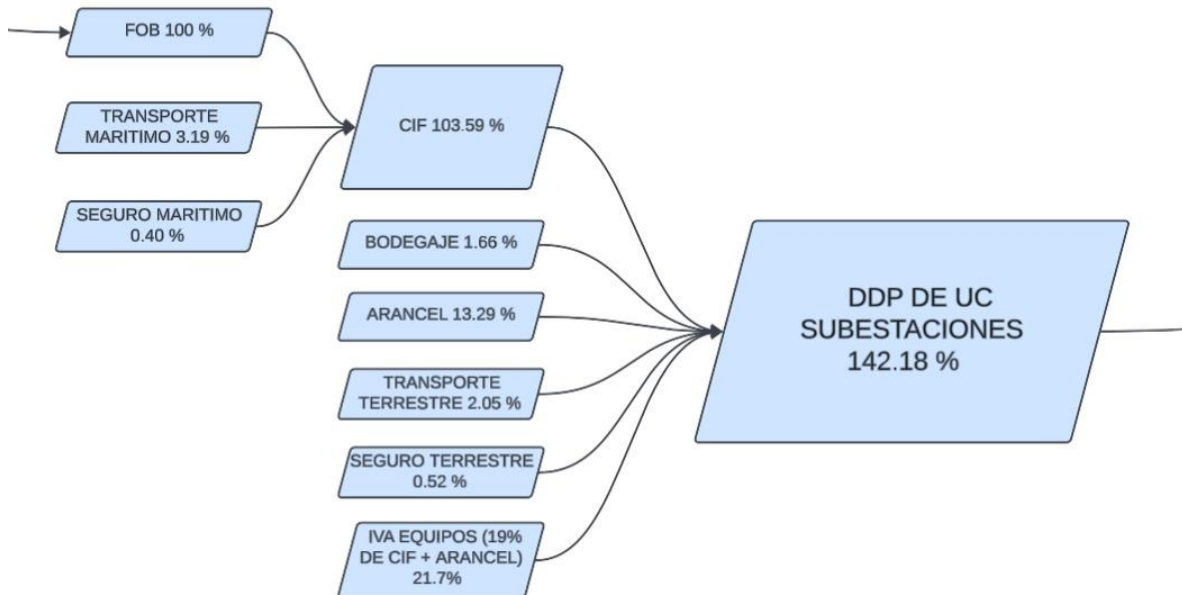


Imagen 13. Diferencia entre el costo CIF y DDP es de 39.8 % aplicado para Subestaciones.



En la Imagen 13 se observa que la diferencia entre el costo CIF y DDP es de 38.59 % aplicado para Subestaciones.

Para el caso de las UC de Líneas a partir de los elementos desagregados reportados en ambas bases de datos, se utilizó la configuración de estructuras descrita en la Circular CREG 038 de 2014 anexo 7, para estimar el valor DDP a partir de las cantidades que conforman la UC y los costos CIF reportados en las BD de Perú y Chile. En la Tabla 43 se muestra un ejemplo para la UC N5L2. (ver Hoja LLTT CHILE Cir 038-14 Anex).

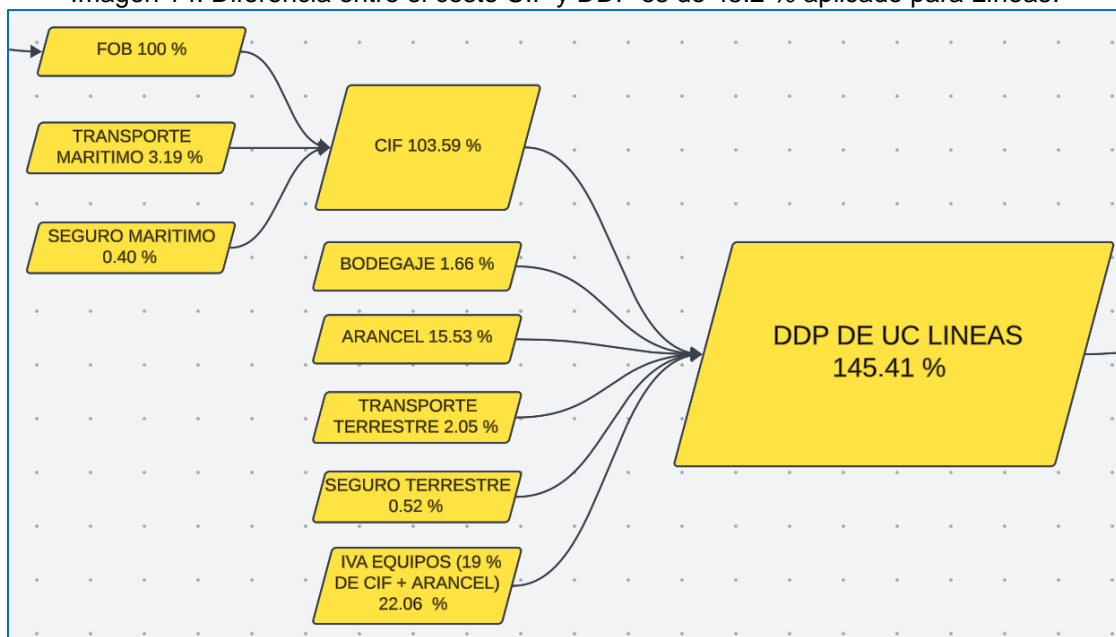
Tabla 43. Ejemplo configuración UC N5L2 basada en la circular CREG 038 de 2014

<b>N5L2</b>		
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PRECIO EQUIPOS</b>	<b>CANTIDAD</b>
Accesorios para 1 cond/ fase mayor 1KA y cable de guarda cto Sencillo Torre	\$ 14,466,857.52	1
Cable de guarda	\$ 13,219,899.05	1060
Cadena de aisladores de retención hasta 500 m 230kV	\$ 4,483,456.72	4
Cadena de aisladores de suspensión hasta 500 m 230kV	\$ 11,872,134.61	5
Cadena estabilizadora para 230kV	\$ 5,153,031.07	2
Empalmes 230kV	\$ 545,614.21	1

<b>N5L2</b>		
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PRECIO EQUIPOS</b>	<b>CANTIDAD</b>
km de conductor AAAC 1600 kcmil (Mayor a 1 kA) 230kV (m)	\$ 150,095,686.28	3180
Torre de retención (45 m) 10,000 Kg x 1,46 US	\$ 56,209,786.94	1
Torre de suspensión (45 m) 6,000 Kg x 1,46 US	\$ 78,693,701.72	2
Cable de puesta a tierra	\$ 2,163,879.75	302
<b>Total</b>	<b>\$ 336,904,047.88</b>	<b>\$ 4,557.72</b>

De manera similar al tratamiento de las UC de subestaciones, se aplicaron drivers asimilados de la Resolución CREG 011 de 2009 como se muestra en la Imagen 14

Imagen 14. Diferencia entre el costo CIF y DDP es de 45.2 % aplicado para Líneas.



En la imagen 14 se observa que la diferencia entre el costo CIF y DDP es de 45.2 % aplicado para Líneas.

Ahora bien, para obtener los demás inductores de precio se aplicaron proporciones para activos similares contenidos en la misma circular. (Ver Hoja % por Actividad 038 – 2014) del Anexo 2.

Final	Ddp (Cop Dic 12)	Montaje (Cop Dic 12)	Obra Civil (Cop Dic 12)	Ingeniería (Cop Dic 12)	Interventoría (Cop Dic 12)	Administración Ejecución (Cop Dic 12)	Inspección (Cop Dic 12)	Costos Financieros (Cop Dic 12)	Costos Total Uc (Cop Dic 12)
N5L2	70.79%	12.42%	5.75%	3.24%	2.90%	0.90%	0.29%	3.71%	100.00%

De otro lado, dado que las bases de datos de Perú y Chile se encuentran expresados en dólares, para calcular los valores de las UC's, se totalizan los drivers de precio de los activos descritos anteriormente, se expresan en dólares de diciembre de 2023 y posteriormente se convierten en pesos colombianos utilizando la Tasa de Cambio Representativa (TMR) vigente para cada fecha.

### Normalización de datos a través de metodología de tendencia central

Con base en lo anterior y con el propósito de procesar todas las bases de información con una misma referencia, se debe considerar que los precios se encuentran adicionalmente en valores de diferentes periodos por lo que se procede a expresarlos en valores constantes de 2023 tomando como referencia el índice de precios al productor IPP<sup>1</sup>. Con esto se obtiene una base con 1618 registros de precios entre las vigencias 2004 – 2024 en valores constantes de diciembre de 2023.

Este ejercicio se realizó con el propósito que las bases de datos fueran consistentes entre sí, confines de procesamiento y coherencia, mas no corresponde a la actualización del precio final.

Por otra parte, en el análisis del Anexo 2 Base de Datos, se identificaron Unidades Constructivas (UC) con diferente codificación dependiendo de la base de datos consultada, lo que motivó el desarrollo de un proceso de homologación para establecer una codificación única y valores únicos representativos. Este proceso incluyó la agrupación de UC similares con base en la nomenclatura definida en la Resolución CREG 011 de 2009 y el estudio realizado en la Circular CREG 090 de 2020. Ver Tabla 44.

---

<sup>1</sup> En el ANEXO C de este estudio se presenta un análisis comparativo entre el IPP frente a otras alternativas de indexadores

Tabla 44. Ejemplo Homologación de códigos para la Resolución CREG 011 de 2009 -Circular CREG 090 de 2021

Homologación Código circular 090	UC Res 011 - 2009
N5S1	SE201
N5S2	SE202
N5S3	SE203
N5S4	SE204
N5S5	SE205
N5S6	SE206
N5S7	SE207
N5S8	SE208
N5S9	SE209
N5S10	SE210
N5S11	SE211
N5S12	SE212
N5S13	SE213
N5S14	SE214
N5S15	SE215
N5S16	SE216
N5S17	SE217
N5S18	SE218
N5S19	SE219
N5S20	SE220

Antes de realizar el procesamiento de los valores recopilados, es fundamental llevar a cabo un análisis para identificar posibles valores atípicos (outliers). Esta etapa preliminar es esencial, ya que los outliers pueden distorsionar el resultado final, afectando la representatividad y precisión del promedio calculado. Imagen 15.

Imagen 15. Ejemplo identificación Outliers.

km de línea, 1 circuito - Nivel 1	Si	LI211	\$	57.449.371.832	COP
LT Copey - Valledupar 220 kV - 2	Si	LI211	\$	21.487.903.964	COP
Línea	Si	LI212	\$	6.765.905.829	COP
LT Bolívar - Termocartagena 220 kV - 1	Si	LI212	\$	17.504.711.272	COP

De acuerdo con lo descrito, la matriz normalizada consiste en el conjunto de datos de todas las fuentes consultadas, con códigos UC homologados y valores expresados en precios de diciembre de 2023. Esto significa que una UC se hallará repetida conforme a cada base de datos, por lo tanto, para obtener el valor característico de esa UC es necesaria la aplicación de una herramienta de tendencia central que permita excluir los valores extremos atípicos de cada serie. Para esto el consultor propuso la aplicación de la media aritmética, con eliminación de extremos a partir de la implementación de los percentiles 90 y 10.

Con los resultados obtenidos en la matriz<sup>2</sup>, en la siguiente sección se comparan los valores contra la Circular 090 del 2021 actualizados con la metodología descrita.

### Comparativo Circular CREG 090-21 – ISES

En esta sección se muestra el comparativo entre todas las fuentes de información de las unidades constructivas con mayor variación entre la metodología aplicada por el consultor frente a las publicadas en la Circular CREG 090 de 2021.

Así las cosas. Se analiza la variación porcentual entre ambos, mostrando diferencias significativas en varias UC. La tabla 45 muestra el top 6 de UC con las mayores variaciones.

Tabla 45. UC's con mayores variaciones porcentuales circular 090 de 2021 - Metodología Propuesta

UC Res 011/2009	UC CIR 090 /2020	Descripción	Porcentaje de variación CIR 90 - ISES 2023
SE514	N6S12	Módulo Común/Bahía - Tipo 2 Convencional Cualquier Configuración	92%
	N6S17	Bahía de compensación paralela en línea fija - cualquier configuración - tipo convencional	92%
SE513	N6S11	Módulo Común/Bahía - Tipo 1 Convencional Cualquier Configuración	90%
SE510	N6S10	Módulo de Barraje - Tipo 2 Configuración IM	-60%
SE509	N6S9	Módulo de barraje - tipo 2 configuración DBB	-61%
SE507	N6S7	Módulo de barraje - tipo 1 configuración DBB	-65%

En las imágenes de la 16 a 21 se puede observar el comportamiento de precios de las UC relacionadas en la tabla 45 con referencia a cada fuente consultada, expresada en valores de diciembre de 2023. En la Hoja GRÁFICA UC del Anexo 2 Base de Datos, es posible consultar el comportamiento de todas las UC con relación a las diferentes Fuentes.

<sup>2</sup> Ver Hoja UC\_ACTUALIZADAS del Anexo 2 Base de Datos

Imagen 16. Comparativo UC N6S12 de acuerdo con cada Base de Datos

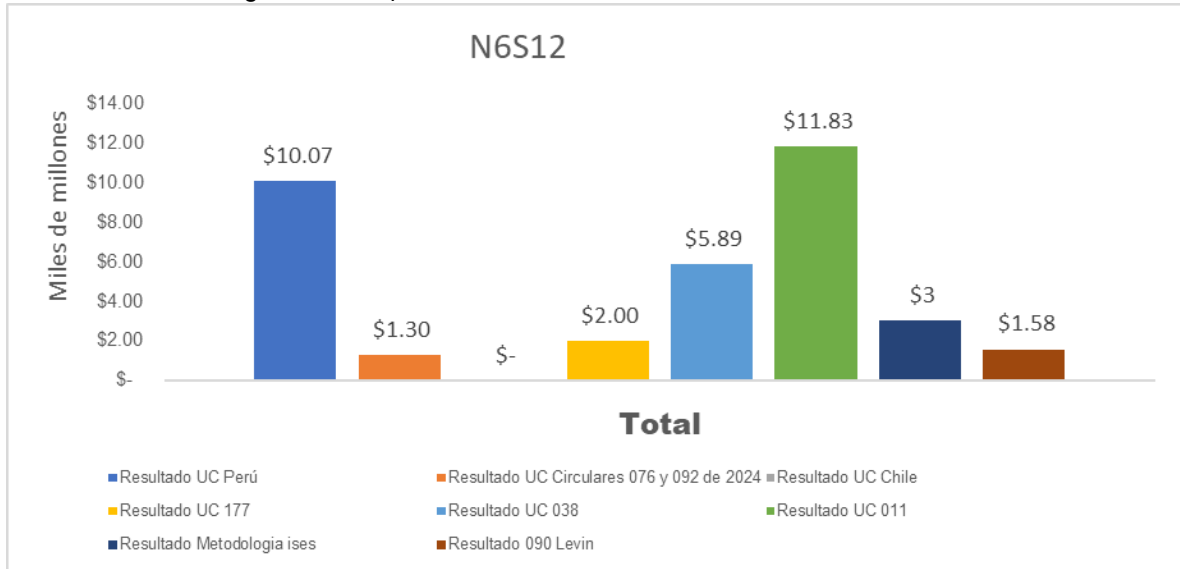


Imagen 17. Comparativo UC N6S17 de acuerdo con cada Base de Datos

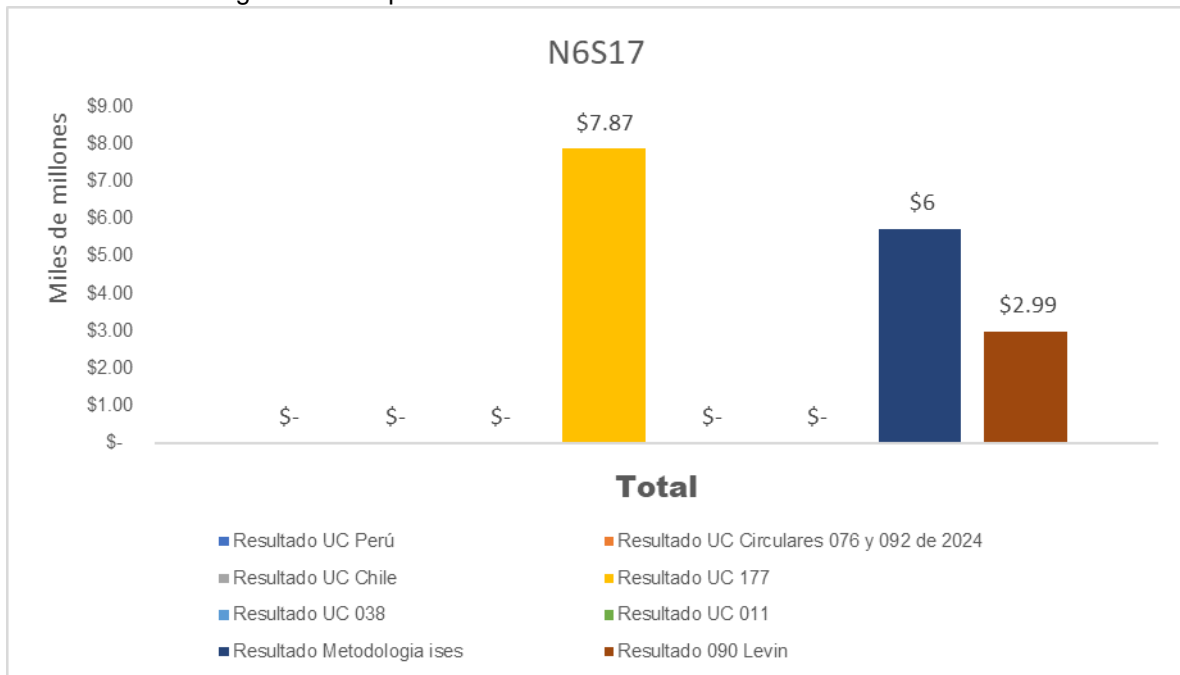




Imagen 18. Comparativo UC N6S11 de acuerdo con cada Base de Datos

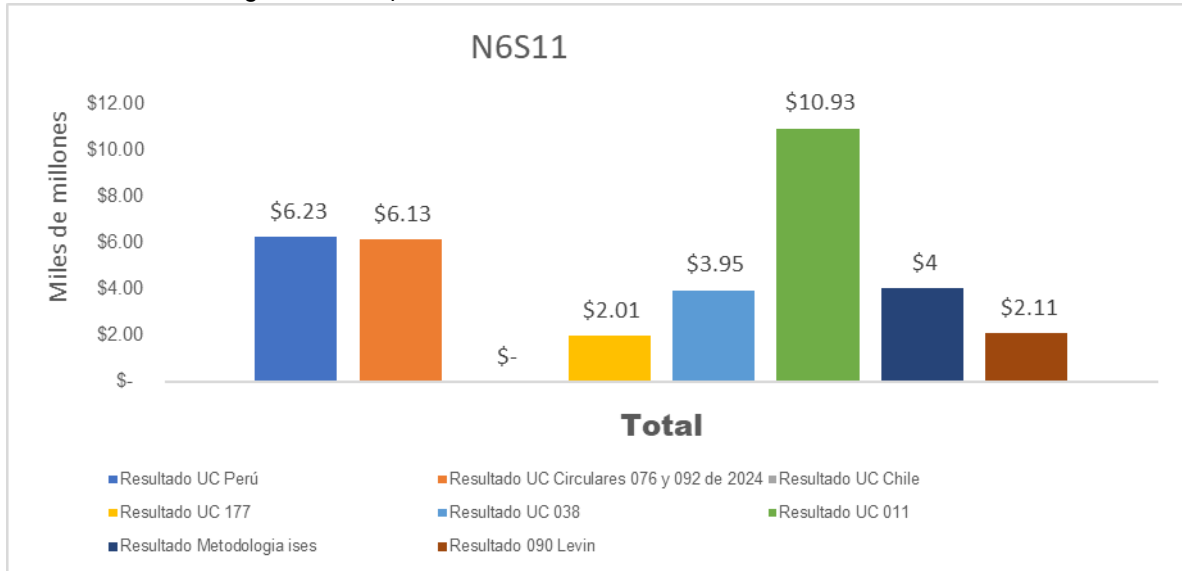


Imagen 19. Comparativo UC N6S7 de acuerdo con cada Base de Datos

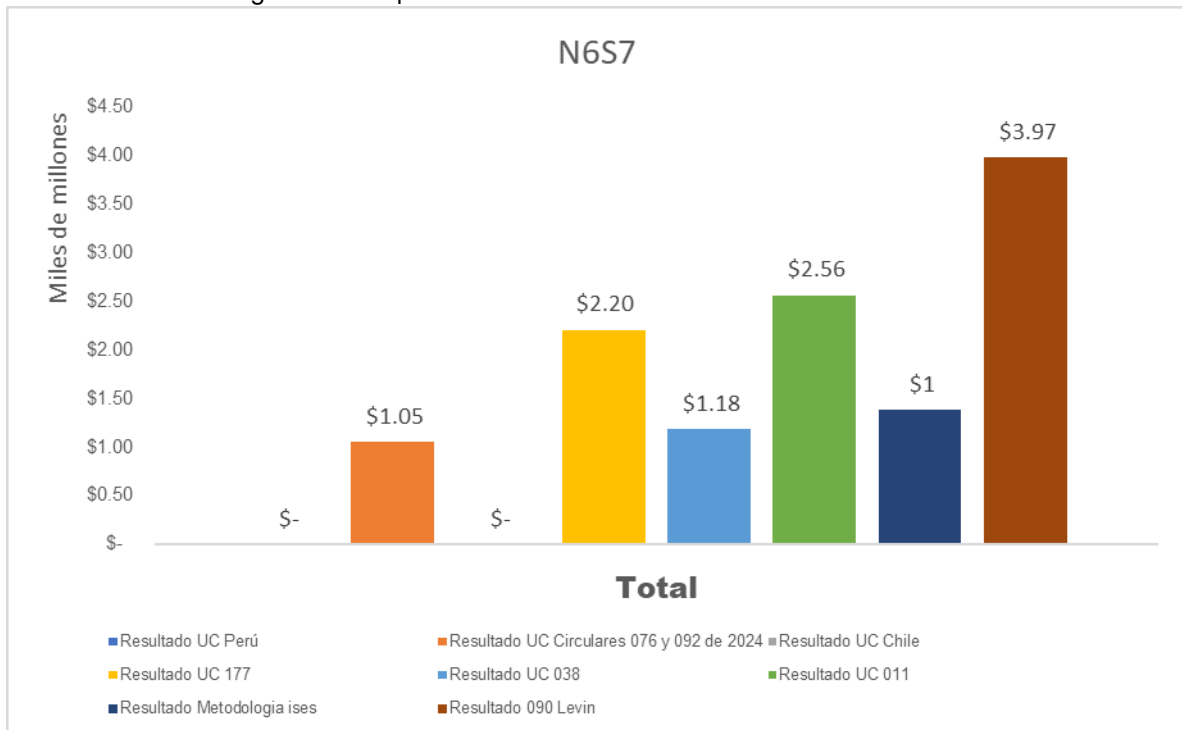


Imagen 20. Comparativo UC N6S9 de acuerdo con cada Base de Datos

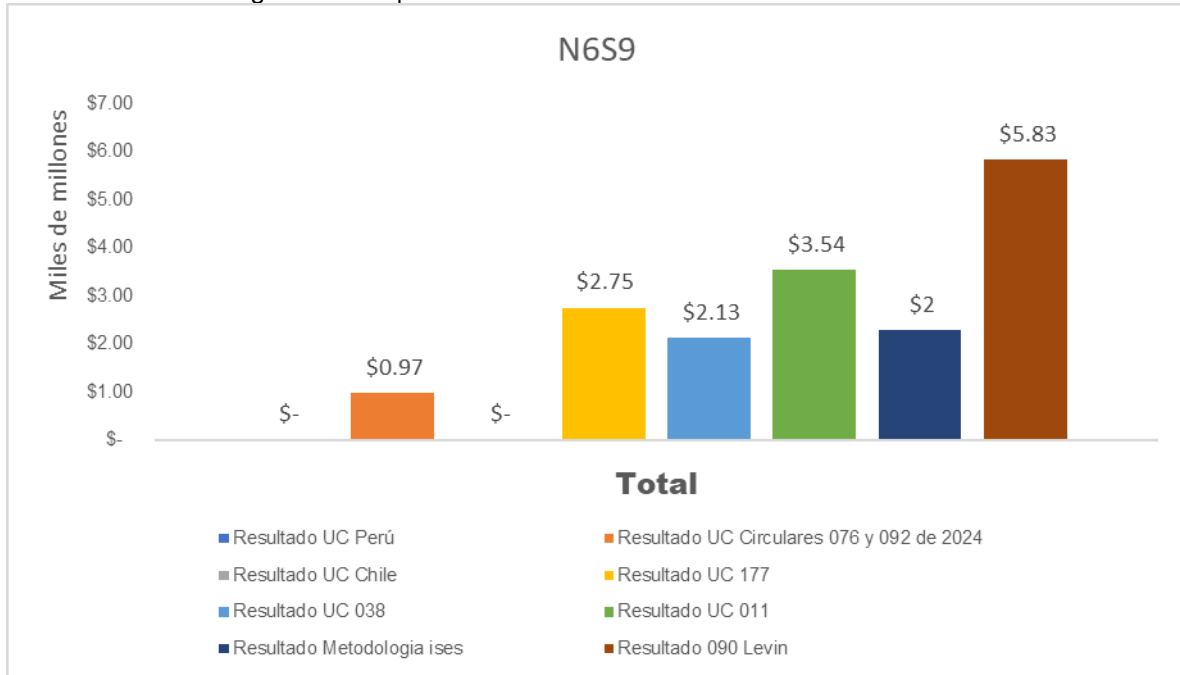
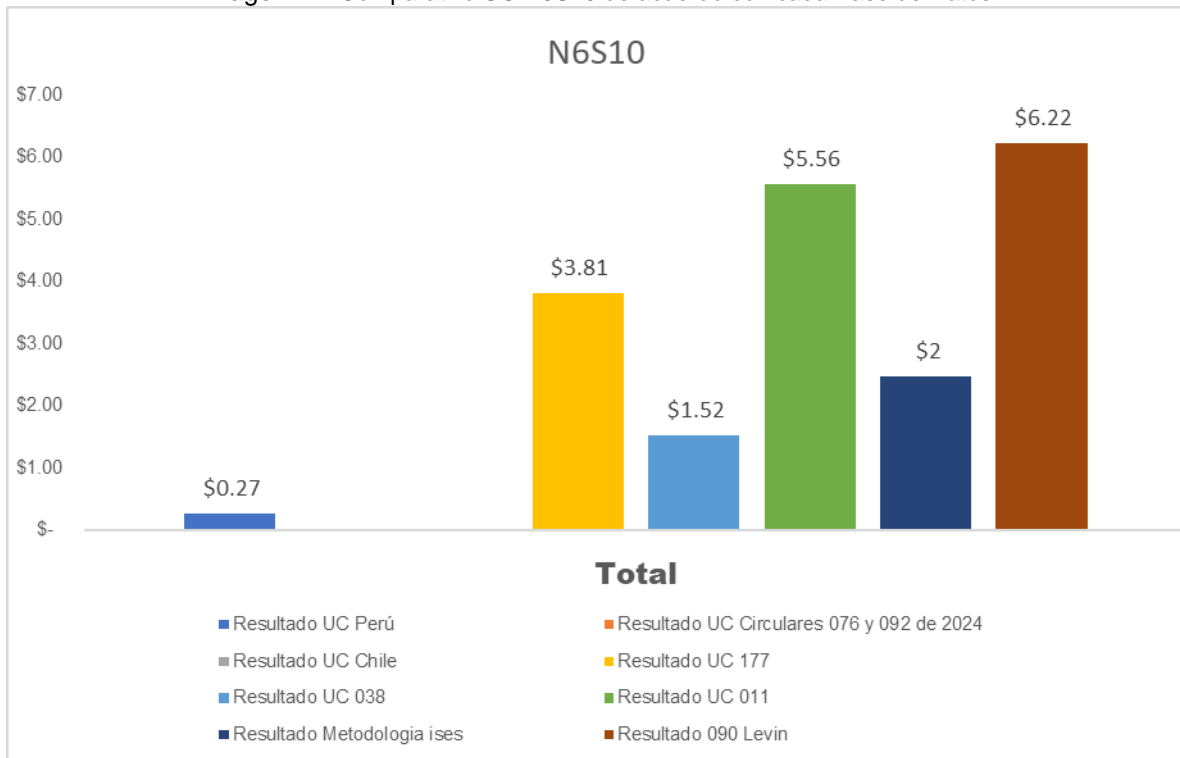


Imagen 21. Comparativo UC N6S10 de acuerdo con cada Base de Datos



### 9.4. Base de Datos Actualizada

Con base en lo analizado en las secciones anteriores, finalmente se obtuvo una matriz de 453 Unidades Constructivas compuestas por la actualización de las UC's definidas en la Circular 090 de 2021, junto con la incorporación de algunas unidades constructivas no Asimiladas y aquellas asociadas a nuevas tecnologías. En la hoja UC\_ACTUALIZADAS del Anexo 2 Base de Datos, se encuentra la información correspondiente.

De esta manera, se observa cómo el 50.15% de las unidades constructivas de las 327 comprables con la Resolución CREG 090 de 2021 bajó su valor, el 49.84% restante lo incrementaron. La variación porcentual oscila entre el 90% hasta el -65%. Este comportamiento se explica por los niveles de precios en las demás fuentes analizadas en comparación con la 090, como lo muestran las imágenes 16 a 21.,

### 9.5. Metodología Determinación de la Vida Útil

A pesar de que este análisis no hace parte de los objetivos planteados dentro del contrato, se consideró importante revisar pertinencia de emitir recomendaciones relacionadas con la actualización de la vida útil de las Unidades Constructivas del STN.

Para este efecto se tomaron como referencia estudios externos como el desarrollado por la CNE de Chile “*Vida Útil de Elementos de Transmisión, 2017*”

De acuerdo con este estudio, se desarrolla una metodología para la determinación de la Vida Útil de los activos a través de un análisis comparativo entre las metodologías existentes de referencias para el sistema de transmisión nacional, como se muestra en la Tabla 46.

Tabla 46. Comparativo Metodologías Determinación Vida Útil

PAÍS	ENFOQUE	CATEGORÍA DE ACTIVO	VIDA ÚTIL (AÑOS)	OBSERVACIONES
INGLATERRA	RIIO (Ingresos = Incentivos + Innovación + Salidas)	Todos los activos de transmisión (líneas aéreas, líneas subterráneas, transformadores, conmutadores, protecciones, otros activos de subestaciones)	45	La decisión se basó en un análisis de las vidas técnicas y económicas de los activos, considerando la realidad de las redes instaladas, proyecciones futuras, el impacto de las energías renovables y la incorporación de nuevas tecnologías.
COLOMBIA	Unidades Constructivas (UC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Subestaciones (bahías de transformación, transferencia, seccionamiento, acople, compensación; módulos de barraje común; diferencial de barras)</li> <li>Transformadores (banco de autotransformadores, autotransformador monofásico de reserva)</li> </ul>	30 (la mayoría de las UC de subestaciones y transformadores), 10 (diferencial de barras), 40 (líneas aéreas), 25 (líneas subterráneas),	No existe una metodología única, pero se consideran factores como la obsolescencia tecnológica, el entorno y las prácticas de operación y mantenimiento.

PAÍS	ENFOQUE	CATEGORÍA DE ACTIVO	VIDA ÚTIL (AÑOS)	OBSERVACIONES
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Compensación (serie, capacitiva paralela)</li> <li>Líneas de transmisión (aéreas, subterráneas)</li> <li>Equipos de control y telecomunicaciones</li> <li>Equipos de cómputo</li> </ul>	10 (sistemas de control)	
<b>AUSTRALIA</b>	Propuesta de las empresas, evaluación del regulador (AER)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Líneas de transmisión (aéreas, subterráneas, refit)</li> <li>Subestaciones (equipos primarios, sistemas secundarios, obras civiles, otros activos de comunicaciones)</li> <li>Otros (edificios comerciales, equipos de cómputo, muebles de oficina, vehículos, planta móvil, etc.)</li> </ul>	Variable según la empresa y el tipo de activo. Ejemplos: <ul style="list-style-type: none"> <li>Powerlink: 50 (líneas aéreas), 45 (líneas subterráneas), 30 (líneas refit), 40 (equipos primarios), 15 (sistemas secundarios)</li> <li>AusNet Services: 60 (torres y conductores), 45 (conmutadores y transformadores), 40 (reactivos), 15 (secundarios), 10 (otros no redes), 5 (IT), 7 (vehículos)</li> </ul>	Se consideran las características de los activos, el desgaste esperado y el periodo probable de uso. Se establecen vidas útiles específicas para cada empresa.
<b>ZONA PACÍFICO NOR-OESTE DE ESTADOS UNIDOS (BPA)</b>	Gestión de activos, costo total económico del reemplazo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Transformadores (potencia, puesta a tierra, reactores)</li> <li>Interruptores de circuitos</li> <li>Condensadores</li> <li>Instrumentos de transformadores</li> <li>Descargadores de sobretensiones</li> <li>Baterías</li> <li>Servicio de estación AC</li> <li>Cables de poder</li> <li>Paneles de servicio</li> <li>Control de baterías DC</li> <li>Motor generador</li> <li>Bus de subestación</li> </ul>	Variable según el tipo de activo. Ejemplos: <ul style="list-style-type: none"> <li>Transformadores de potencia: 45-50</li> <li>Interruptores de circuitos: 25-30</li> <li>Baterías: 15-20</li> </ul>	Se analizan factores como violaciones regulatorias, costos para consumidores, costos de operación y mantenimiento, y la tasa de reemplazo. Se han identificado activos que han superado su vida útil.

PAÍS	ENFOQUE	CATEGORÍA DE ACTIVO	VIDA ÚTIL (AÑOS)	OBSERVACIONES
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aisladores (porcelana, polímeros)</li> <li>• Estructuras y fundaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bus de subestación: 45</li> </ul>	
<b>CHILE</b>	Procesos de tarificación, decisiones del Panel de Expertos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estructuras de líneas o subestaciones</li> <li>• Elementos de sujeción y aislación</li> <li>• Conductores</li> <li>• Cable de guardia</li> <li>• Interruptores</li> <li>• Desconectores</li> <li>• Pararrayos</li> <li>• Transformadores de corriente</li> <li>• Transformadores de potencial</li> <li>• Trampa de onda</li> <li>• Condensador de acoplamiento</li> <li>• Aislador de pedestal</li> <li>• Transformadores de poder</li> <li>• Reactores</li> <li>• Compensación reactiva</li> <li>• Compensación activa</li> <li>• Equipos electromecánicos</li> <li>• Equipos electrónicos (protecciones y comunicaciones)</li> <li>• Conexionado de poder</li> <li>• Conexionado de control</li> <li>• SS/AA</li> <li>• SCADA</li> <li>• Terrenos y servidumbres</li> <li>• Bienes inmuebles distintos a terrenos</li> <li>• Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible</li> <li>• Equipamiento de oficina no fungible</li> <li>• Equipos computacionales y software</li> <li>• Vehículos</li> <li>• Obras civiles (líneas y subestaciones)</li> </ul>	<p>Variable según la categoría de activo y el proceso de tarificación. El informe propone una agrupación en 7 familias con las siguientes vidas útiles:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estructuras de líneas o SE y elementos de sujeción y aislación: 50</li> <li>• Conductores y cable de guardia: 45</li> <li>• Subestaciones: Equipos Primarios: 40</li> <li>• Subestaciones: Protección, Control, Medición, Comunicaciones y elementos de O&amp;M: 20</li> <li>• Subestaciones: Otros Elementos Secundarios: 50</li> <li>• Terrenos y Servidumbre: Perpetuidad</li> <li>• Otros elementos: 5</li> </ul>	Se ha producido una evolución en la metodología, pasando de una vida útil única a la definición de categorías más detalladas. El Panel de Expertos ha resuelto discrepancias, considerando la experiencia internacional, las características de los activos y la normativa técnica.

El informe concluye que no existe un consenso internacional sobre los valores de vida útil para los activos de transmisión, ni sobre cómo agruparlos para su análisis. Algunos países utilizan una única vida útil para todos los activos, mientras que otros los diferencian en grandes grupos o en categorías más detalladas.

La Resolución CREG 026 de 1999 no definió vidas útiles para las unidades constructivas, sin embargo, en la Resolución CREG 011 de 2009 se establecieron vidas útiles diferenciales por grupos de unidades constructivas: 10 años para equipos de control, 30 años para equipos de subestaciones y 40 años para líneas de transmisión.

Con base en lo anterior, el informe propone un enfoque basado en la información de las empresas chilenas junto con la experiencia regulatoria nacional e internacional para determinar las vidas útiles por familias de activos de transmisión.

El proceso de determinación de las familias y sus vidas útiles incluyó los siguientes pasos:

- 1) **Recopilación de información:** se obtuvo información de los proveedores de equipos, de las empresas de transmisión y la experiencia internacional.
- 2) **Análisis de la información:** se evaluó la consistencia de la información, considerando las limitaciones de cada fuente.
- 3) **Formación de familias de activos:** se utilizó una metodología para minimizar el error entre la vida útil de los componentes individuales y la de la familia, considerando las limitaciones en la participación del valor de inversión. De esta manera, se consideraron las siguientes características:
  - **Naturaleza de los Activos:** consiste en agrupar activos con características similares en términos de su función, tecnología, materiales de construcción, condiciones de operación y mantenimiento.
    - **Ejemplo:** los transformadores de potencia, a pesar de tener diferentes capacidades y tensiones, comparten características comunes que justifican su agrupación en una familia.
  - **Impacto Económico:** el valor de inversión de cada activo debe considerarse al formar familias. Los activos que representan un porcentaje significativo del valor total del sistema deben tener mayor peso en la definición de las familias.
    - **Ejemplo:** las líneas de transmisión suelen tener un alto valor de inversión, por lo que es recomendable que formen una familia independiente.
  - **Historia Regulatoria:** considerar la consistencia con las familias utilizadas en procesos tarifarios anteriores para evitar cambios abruptos que generen incertidumbre en los inversionistas.
    - **Ejemplo:** si en procesos anteriores se ha diferenciado entre líneas aéreas y subterráneas, se debe analizar la pertinencia de mantener esta distinción o si es posible agruparlas en una sola familia.

### Subdivisión y Fusión de Familias:

- **Porcentaje del Valor de Inversión:** el informe propone un rango objetivo para el porcentaje del valor de inversión que debe representar cada familia (entre 5% y 20%). Si una familia supera el límite superior, se debe analizar su subdivisión en familias más específicas. Si una familia no alcanza el límite inferior, se puede considerar su fusión con otra familia con características similares.
  - **Ejemplo:** Si la familia "Equipos Primarios de Subestaciones" representa el 30% del valor total del sistema, se podría subdividir en "Transformadores de Potencia", "Interruptores" y "Otros Equipos Primarios".
- **Minimización del Error:** la subdivisión o fusión de familias debe buscar minimizar la diferencia entre la vida útil promedio de los activos individuales y la vida útil asignada a la familia.
  - **Ejemplo:** se deben evaluar diferentes alternativas de agrupación para determinar cuál de ellas produce el menor error en la estimación de la vida útil de la familia.

Con base en lo anterior, se formaron siete familias de activos:

Tabla 47. Familia de Activos

<b>FAMILIA DE ACTIVOS</b>
Estructuras de líneas o SE y elementos de sujeción y aislación
Conductores y cable de guarda
Subestaciones: Equipos Primarios
Subestaciones: Protección, Control, Medición, Comunicaciones y elementos de O&M
Subestaciones: Otros Elementos secundarios
Terrenos y Servidumbre
Otros elementos

**Determinación de la vida útil de las familias:** se calculó la vida útil de cada familia ponderando la vida útil de cada activo individual por su valor de inversión.

**Análisis de consistencia regulatoria:** se comparó la vida útil propuesta para cada familia con la historia de métricas utilizadas en Chile, la experiencia internacional y las decisiones del Panel de Expertos.

**Ajuste de la vida útil:** se ajustó la vida útil de las familias según el análisis de consistencia regulatoria.

El informe propone las siguientes vidas útiles para las familias de activos de transmisión en Chile:



Tabla 48. Familia de Activos

FAMILIA DE ACTIVOS	VIDA ÚTIL (AÑOS)
Estructuras de líneas o SE y elementos de sujeción y aislación	50
Conductores y cable de guardia	45
Subestaciones: Equipos Primarios	40
Subestaciones: Protección, Control, Medición, Comunicaciones y elementos de O&M	20
Subestaciones: Otros Elementos secundarios	50
Terrenos y Servidumbre	Perpetuidad
Otros elementos	5

### Limitaciones de la Metodología:

- La disponibilidad de información precisa y actualizada sobre los activos de transmisión es fundamental para la correcta aplicación de la metodología. La falta de datos confiables puede afectar la precisión de los resultados.
- La metodología no considera explícitamente los posibles cambios tecnológicos que pueden afectar la vida útil de los activos. Se debe realizar un análisis prospectivo para identificar las tecnologías emergentes que podrían tener un impacto significativo en la obsolescencia de los activos.

### Comparativo vidas útiles Colombia Chile

Según lo descrito anteriormente, en la Tabla 47. se muestra el comparativo entre las vidas útiles de Colombia y Chile

Tabla 49. Comparación Vida útil Colombia y Chile

CATEGORÍA DE ACTIVO	COLOMBIA (AÑOS)	CHILE (AÑOS)	OBSERVACIONES
LÍNEAS AÉREAS	40	50	En Colombia, se observa que la vida útil real de las líneas aéreas puede llegar a los 40 o 45 años, incluso 55 en algunos casos. En Chile, la vida útil de las líneas aéreas se ha establecido en 50 años en los procesos de tarificación, basándose en la experiencia internacional y las decisiones del Panel de Expertos.
LÍNEAS SUBTERRÁNEAS	25	45	Colombia considera una vida útil menor para las líneas subterráneas en comparación con las líneas aéreas. En Chile, se ha diferenciado la vida útil de las líneas subterráneas en 45 años, reconociendo su mayor costo de inversión y menor exposición a factores externos.

CATEGORÍA DE ACTIVO	COLOMBIA (AÑOS)	CHILE (AÑOS)	OBSERVACIONES
SUBESTACIONES (EQUIPOS PRIMARIOS)	30	40	En Colombia, la mayoría de las Unidades Constructivas (UC) de subestaciones tienen una vida útil de 30 años. En Chile, la vida útil de los equipos primarios de subestaciones se ha establecido en 40 años, basándose en la experiencia nacional e internacional.
SISTEMAS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES	10	10-30'	Colombia utiliza una vida útil de 10 años para los sistemas de control y comunicaciones. En Chile, la vida útil de estos equipos ha variado entre 10 y 30 años, dependiendo del proceso de tarificación y las decisiones del Panel de Expertos.

### 9.5.1. Enfoque metodológico

#### 9.5.1.1. Colombia: Enfoque Basado en Unidades Constructivas (UC)

**Definición de UC:** en Colombia, una UC se define como un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico. Estas unidades están orientadas a funciones específicas como la conexión de elementos, el transporte o la transformación de energía eléctrica.

#### Ejemplos de UC:

- Línea de transmisión de un voltaje específico y con características constructivas determinadas.
- Subestación de un nivel de tensión determinado, incluyendo equipos principales, auxiliares y sistemas de control.

**Determinación de la Vida Útil:** la vida útil de una UC se estima considerando la vida útil de sus componentes individuales. Se busca un valor representativo de la duración de la unidad en su conjunto.

#### 9.5.1.2. Chile: Enfoque Basado en Categorías Detalladas

**Evolución del Enfoque:** Chile ha transitado desde un enfoque inicial de vida útil única para todos los activos de transmisión hacia la definición de categorías más específicas

**Categorías Representativas:** se han establecido categorías que agrupan activos con características similares, como:

- Líneas aéreas
- Líneas subterráneas
- Equipos primarios de subestaciones

- Sistemas de control y telecomunicaciones

**Determinación de la Vida Útil:** la vida útil de cada categoría se determina considerando:

- Información de los fabricantes sobre la vida útil técnica de los equipos.
- Datos de las empresas sobre la vida útil observada en terreno.
- Decisiones del Panel de Expertos en la resolución de discrepancias.
- Experiencia internacional.

**Metodología de Formación de Familias:** se utiliza una metodología que busca minimizar el error entre la vida útil de los componentes individuales y la vida útil de la familia, considerando también el valor de inversión de cada activo.

#### **9.5.1.3. Diferencias Claves entre los Enfoques**

**Nivel de Detalle:** el enfoque colombiano basado en UC es más agregado, considerando unidades funcionales completas. El enfoque chileno, al utilizar categorías detalladas, permite una mayor precisión al reflejar las diferencias entre los activos.

**Flexibilidad:** el enfoque chileno, al ser más desagregado, ofrece mayor flexibilidad para ajustar las vidas útiles en función de la evolución tecnológica y las condiciones específicas del sistema.

Colombia utiliza el concepto de Unidades Constructivas (UC) para la tarificación de la transmisión, mientras que Chile ha pasado de un enfoque de vida útil única a la definición de categorías más detalladas.

**Factores considerados:** ambos países consideran factores como la obsolescencia tecnológica, el entorno y las prácticas de operación y mantenimiento para la determinación de la vida útil.

Finalmente, con base a lo analizado y como se muestra en la tabla 44. La vida útil de las familias de activos implementados en Chile supera a las establecidas en Colombia en algunas categorías, lo que supondría contemplar tal ajuste en la regulación colombiana; pero no es necesario ajustar las estimaciones de vida útil de los activos, por diferencias en las condiciones específicas de cada país y para Colombia brinda señales de reposición importantes para los agentes, por lo que se recomienda continuar con las referencias vigentes.

## 9.6. Conclusiones Integración de Nuevas Tecnologías en el Sistema de Transmisión

**Evolución Tecnológica en la Transmisión de Energía:** este capítulo destaca la rápida evolución de las tecnologías en el ámbito de la transmisión de energía, subrayando la necesidad de adaptarse a un entorno en constante cambio. La incorporación de nuevos materiales, técnicas de monitorización avanzada y soluciones de ciberseguridad es fundamental para mejorar el desempeño de las redes de transmisión y asegurar su eficiencia y seguridad operativa a largo plazo.

**Innovaciones Multifacéticas:** se presenta un espectro variado de innovaciones, desde el uso de aisladores avanzados hasta la implementación de gemelos digitales y sistemas de monitorización. Cada una de estas tecnologías tiene el potencial de abordar especificidades operativas en el sistema eléctrico, mejorando no solo la flexibilidad y resiliencia del sistema, sino también sus capacidades de respuesta ante incidentes como incendios o deslizamientos.

**Interconexión y Flexibilidad:** este capítulo resalta cómo las nuevas tecnologías, tales como las unidades de medición fasorial (PMUs) y los sistemas de compensación dinámica (SVC y STATCOM), facilitan el manejo de grandes cantidades de energía y permiten integrar fuentes de generación variables, como las energías renovables. Esta interconexión contribuye a optimizar el funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN), permitiendo mayor flexibilidad y adaptabilidad ante distintas condiciones de carga y generación.

**Sostenibilidad y Circularidad:** la inclusión de componentes como transformadores con aceite vegetal y la consideración de prácticas circulares en la renovación de equipos evidencian un compromiso con la sostenibilidad. Estas prácticas no solo ayudan a reducir el impacto ambiental, sino que también posicionan al sistema eléctrico dentro de las tendencias globales hacia una economía más verde y circular.

**Ciberseguridad y Protección de Infraestructuras:** un aspecto crucial abordado en el capítulo es la ciberseguridad, que se ha vuelto indispensable en la era de la digitalización. La pérdida de datos o fallas en el sistema por ciberataques pueden tener consecuencias desastrosas, por lo que la implementación de protocolos de protección y control se vuelve una prioridad para salvaguardar la integridad del sistema de transmisión.

**Monitoreo y Gestión Proactiva:** la incorporación de tecnologías de monitoreo avanzado, como el WAMS (Wide Area Monitoring System) y el APM (Asset Performance Management), permite una gestión proactiva de los activos, facilitando la detección temprana de problemas y mejorando la toma de decisiones. Estas herramientas ayudan a asegurar que el sistema opere dentro de parámetros óptimos, elevando la disponibilidad y confiabilidad de la infraestructura eléctrica.

**Retos de Implementación:** a pesar de los beneficios potenciales, el capítulo también señala que la incorporación de nuevas tecnologías implica desafíos significativos, como la compatibilidad con infraestructuras existentes y la necesidad de capacitar al personal. Estos

retos requieren una planificación cuidadosa y un enfoque colaborativo para garantizar que los beneficios superen las dificultades operativas y económicas.

**Formación y Adaptación del Talento Humano:** la rápida adopción de tecnologías emergentes demandará una actualización constante de las competencias del personal involucrado en la operación y mantenimiento de sistemas eléctricos. La formación continua y la adaptación del talento humano se presentan como un elemento crítico para asegurar la efectividad de la implementación de tecnologías avanzadas.

**Marco Regulatorio y Normativo:** se enfatiza la necesidad de que las regulaciones y normativas evolucionen para facilitar la integración de nuevas tecnologías en el sector eléctrico. Un marco regulatorio ágil no solo permitirá la adopción de innovaciones, sino que también apoyará el desarrollo de un sistema eléctrico más robusto, sostenible y eficiente.

## **10. Metodología para la Actualización de Precios**

### **10.1. Estado del arte**

#### **10.1.1. Preprocesamiento de los datos**

El modelado de series de tiempo requiere la fidelidad y representabilidad de los datos disponibles. Las alteraciones en el comportamiento natural de las series temporales pueden inducir ruido o errores en el proceso de construcción del modelado matemático. Muchos autores coinciden y demuestran que esta etapa es importante para el proceso de selección y montaje de un modelo confiable. Los datos de las series de tiempo pueden presentar lagunas, inconsistencias y tendencias con comportamiento exponencial. Se mostrarán las acciones más comúnmente implementadas por los autores para limpiar los datos de series temporales con el fin de mejorar el rendimiento de los modelos obtenidos: Un método para el modelado de series de tiempo econométricas ha sido propuesto en el trabajo propuesto por (S. Liu, Gu, & Bao, 2017).

Se han definido cuatro etapas necesarias para construir cada uno de los modelos matemáticos ARIMA basados en la metodología Box-Jenkins. En primera instancia, para detectar y eliminar errores e inconsistencias para mejorar la calidad de los datos, se agrega el preprocesamiento de datos. Además, todas las lagunas en los datos se identifican y se completan con el promedio de los datos más cercanos. En segunda instancia, la detección y corrección de los datos atípicos se integran como un intervalo de confianza definido por  $[\mu - t * \sigma, \mu + t * \sigma]$ , donde  $\mu$ : promedio,  $t$ : umbral,  $\sigma$ : desviación estándar. En la última etapa se presentan aquellos casos en los que se muestra tendencia exponencial y heterocedasticidad, lo que hace necesario realizar una transformación logarítmica.

Los autores del trabajo presentado por (Oniscu et al., 2009) realizan una modelización de dos series temporales relacionadas con la precipitación en los ríos Daning y Zhenshui. Para llevar a cabo el acondicionamiento de datos antes de construir los modelos, se proponen y comparan cuatro tipos de técnicas: 1) Moving-Average Model (MA), 2) Principal Components Analysis (PCA), 3) Singular Spectrum Analysis (SSA), 4) Diagonal Averaging (DA). Esta etapa de preprocesamiento se integra a un modelo basado en redes neuronales. El promedio diagonal consiste en encontrar elementos iguales en la matriz resultante y

luego generar un nuevo elemento promediando sobre ellos. Los resultados obtenidos mostraron lo siguiente:

- El efecto de la técnica MA en la realización de la previsión no es perceptible.
- La aplicación de PCA para la eliminación de ruido produce una ligera mejora en el rendimiento del modelo.
- SSA produce una mejora considerable en el rendimiento del modelo de previsión.

En el trabajo propuesto por (Zhang & Kline, 2007) surge una alternativa basada en redes neuronales y dos técnicas de preprocesamiento de datos para el modelado trimestral de series de tiempo considerando 48 posibles modelos neuronales con diferentes datos históricos, variables climáticas, variables trigonométricas e indicadores de tiempo como entradas. Se realizan análisis paramétricos y no paramétricos para evaluar y seleccionar el mejor modelo para cada caso. En este trabajo se proponen dos estrategias de transformación: 1) “log”: consiste en aplicar una transformación logarítmica a los datos y 2) “full”: consiste en aplicar la transformación logarítmica junto con una media móvil. Para eliminar la tendencia de la serie de datos, se realiza una aproximación a una tendencia lineal y este componente se resta de los datos. Para eliminar el componente estacional se aplica una media móvil siguiendo un modelo clásico de descomposición aditiva. Los parámetros para descomponer la serie temporal se obtienen a partir de los datos de la propia serie temporal. Otro método para ajustar la estacionalidad de la serie es el propuesto por (Atiya et al., 1999).

Algunos autores incluyen transformaciones más sofisticadas en el acondicionamiento y preprocesamiento de datos, como la propuesta por (Yu et al., 2020) en la que utilizan la Transformada Wavelet Empírica mejorada con el algoritmo Artificial Bee Colonial (ABC). EWT es un algoritmo que integra la formalización del EWT junto con la adaptabilidad de la descomposición modal empírica (EMD). En este trabajo, se utiliza EWT para eliminar el impacto de los valores atípicos, haciendo que los datos sean más adecuados para los modelos de pronóstico ARIMA y Extreme Learning Model (ELM). Para probar su propuesta, los autores utilizan tres conjuntos de datos del sector financiero. Se realiza una comparación del rendimiento (MAPE) de los modelos (LSTM, ARIMA, ANN y el modelo híbrido propuesto). Se muestra una disminución en el MAPE debido al preprocesamiento de los datos. El MAPE más bajo obtenido por la propuesta aquí planteada fue del 0,61% del modelo propuesto.

La implementación de modelos ARIMA en series de tiempo univariadas está limitada por aquellas con características estacionarias, los autores (S. Liu, Gu, & Peng, 2017) proponen una transformación logarítmica para obtener las características propias de las series de tiempo con el fin de construir un modelo de pronóstico de manera óptima. Se implementa un conjunto de pruebas estadísticas para resolver el problema de la identificación imprecisa e inadecuada de las características no estacionarias de la serie temporal. La propuesta está compuesta por las siguientes etapas:

- 1) Mejora de la calidad de los datos. En esta etapa, el reemplazo de los datos faltantes o atípicos se realiza utilizando datos promedio anteriores y/o tardíos.

- 2) Estabilización de la varianza. En esta etapa, se aplica el logaritmo natural a los datos cuando la serie temporal es heterocedástica.
- 3) Aplicación de la prueba unitaria de raíces para la identificación de la periodicidad.
- 4) Algoritmo de autoadaptación y procesamiento de series temporales no estacionarias.

Se utilizaron datos de prueba relacionados con la generación mensual de energía eléctrica en China desde enero de 1990 hasta diciembre de 2015. Los resultados obtenidos mostraron un mejor desempeño del modelo propuesto con un MAPE de 2.5% respecto al 4.45% del modelo Holt-Winters.

### **10.1.2. Selección de variables**

Uno de los aspectos más importantes en el modelado de series de tiempo es la selección de las variables a considerar no sólo por su relevancia en la realización de la previsión, sino que también por su incidencia en la reducción de los costos asociados a la disponibilidad de las diferentes variables a ser consideradas. Dependiendo de la interacción entre las variables y las estructuras de los modelos, es posible establecer dos enfoques para la selección de variables: model-free (no depende ni de la estructura ni de la calibración del modelo) y model-based (depende de la estructura del modelo) (Alves da Silva et al., 2008; Fernando et al., 2009). En el model-free, el coeficiente de Pearson se utiliza para determinar la existencia de correlación entre la entrada y la salida del modelo. Por otro lado, la información mutua parcial (PMI) aporta información sobre la existencia de una correlación lineal o no lineal entre los datos de entrada y salida del modelo. El model-based considera que las variables de entrada de los candidatos son significativas si contribuyen a uno o más indicadores de desempeño del modelado. Los indicadores de desempeño comúnmente utilizados son el error cuadrático medio entre los datos observados y pronosticados y el coeficiente de determinación ( $R^2$ ).

En el trabajo presentado por (Tran et al., 2015) se explican tres métodos para la selección de las variables de entrada más significativas para cuatro series de datos sintéticos y dos series de datos reales. Las técnicas utilizadas para realizar el análisis significativo son: 1) correlación lineal parcial (PLC), 2) información mutua parcial (PMI), y 3) técnica basada en programación genética (GP). La correlación lineal parcial proporciona información sobre cómo se pueden analizar dos variables covariantes de forma lineal en un diagrama de dispersión. La técnica de información mutua evalúa la dependencia entre dos variables a partir de su distribución conjunta y densidad marginal.

Es decir, la información mutua parcial mide la disminución de la incertidumbre de una de las variables como el reconocimiento. Finalmente, está la técnica basada en programación genética que comparte características similares al algoritmo genético, pero éste se basa en la generación y variación de las estructuras del árbol. En este método, una variable de entrada se considera significativa si su número de apariciones en las ecuaciones generadas es mayor que el umbral establecido. Los resultados mostraron que el modelo PLC (debido a su bajo costo computacional) y el modelo GP (debido a su capacidad para detectar una relación no lineal) son recomendados para la selección de las variables.



En el sector salud, el modelado de series de tiempo contribuye al proceso de mejora y optimización. Los autores en (Rasouli et al., 2016) proponen un modelo basado en una red neuronal para determinar la tasa de hospitalización. Para la selección de las variables se ha tomado como referencia los métodos de Box-Jenkins para procesos autorregresivos, en los que se utiliza la tabla de funciones autorregresivas parciales para determinar cuánta información del pasado es necesaria para poder explicar el futuro. La función de autocorrelación parcial ayuda a identificar el orden más alto de un proceso autorregresivo. Este análisis se realiza en cuatro hospitales obteniendo un MAPE (Error Porcentual Absoluto Medio) mínimo de 1,17% y máximo de 3,95%.

La selección de las variables es un proceso fundamental dentro de la realización de modelos de predicción. En algunas series de tiempo, por ejemplo, en la demanda de energía, es posible encontrar muchas variables que afectan el comportamiento del consumo de energía. Los autores de (Xie & Hong, 2018) toman dos soluciones alternativas que ayudan con la selección de variables con el objetivo de aumentar la eficiencia en la cantidad de variables a utilizar. Los datos de energía y temperatura se utilizan para siete estados de EE. UU. de 2007 a 2011 y de 2001 a 2010, respectivamente. El primer método es holístico y se basa en la selección de la medida de probabilidad de error que sea consistente con la medida de error utilizada para la evaluación final del pronóstico probabilístico. El segundo método se basa en la estrategia heurística que toma un atajo confiando en un error de medición en la selección de variables. Los resultados mostraron que, aunque el método holístico supera ligeramente al método heurístico, no domina. Se obtiene un MAPE mínimo de 2,82% y máximo de 3,19%.

### **10.1.3. Técnicas de modelado de series de tiempo comúnmente utilizadas**

El modelado de series de tiempo requiere de un conjunto de acciones que permitan depurar, caracterizar, seleccionar y simplificar los datos necesarios para la construcción de los diferentes modelos. Dado que no existe una técnica única que garantice el mejor rendimiento, muchos autores han presentado diferentes trabajos en los que se realiza la comparación entre las diferentes técnicas de modelado (e.g. ARIMA, ES, ANN, SVM, LSTM, RTE, entre otras). Es decir, se han utilizado modelos híbridos con el fin de aprovechar las fortalezas y mitigar las debilidades de las diferentes técnicas. A continuación, se mostrará un resumen de los trabajos relacionados con estos temas:

Las redes neuronales también se han explorado mediante enfoques univariados, como el presentado por (Oğcu et al., 2012) en el que se utilizan redes neuronales y una extensión de máquinas de vectores de soporte para la regresión no lineal. Para el entrenamiento de la red neuronal propuesta y el ajuste de regresión se utiliza una colección de datos de consumo que abarca un período de cuarenta y un (41) años. Los datos de entrada consisten en variables derivadas de los datos de consumo, estas son: tiempo, mes e índice de estacionalidad, datos de consumo con uno o dos años de anticipación. Los aspectos más importantes a considerar dentro de lo presentado por (Oğcu et al., 2012). Los resultados (MAPE) mostraron que el rendimiento del modelo SVR (3,3%) superó al mostrado por las redes neuronales (3,9%).

El proceso de valoración de unidades constructivas y el enfoque de precisión entre lo que se estima y su valor real ha llevado a realizar estudios sobre el comportamiento de los diferentes componentes que conforman estas unidades. El estado del arte segrega el análisis de los modelos de acuerdo con los alcances y limitaciones intrínsecas al planteamiento y complejidad de las variables a correlacionar

El análisis de las series temporales de valores de unidades constructivas puede resultar complejo cuando se recurre a métodos convencionales de estimación que basan su principio en establecer una relación a priori entre la variable independiente y las variables explicativas. Este desafío no es único del sector de valoración de activos eléctricos; por ejemplo, en el campo de la estimación de demanda de energía eléctrica, estudios como el propuesto por (Olaya, 2007a) demostraron las limitaciones de utilizar métodos simplificados. En dicho estudio, se evolucionó de considerar únicamente la hora del día como variable explicativa para la demanda, a incorporar variables macroeconómicas como el PIB, logrando mejoras significativas en la precisión de las estimaciones. Este caso resulta particularmente relevante para nuestro contexto actual, donde la valoración de unidades constructivas enfrenta una situación análoga: la dependencia de una única variable resulta insuficiente para capturar la complejidad total del fenómeno.

Dentro de los aportes más relevantes que podemos extraer de estas experiencias se destacan:

- Así como se estableció una fuerte relación entre la demanda eléctrica y variables macroeconómicas como el PIB, es razonable esperar que el valor de las unidades constructivas esté igualmente influenciado por múltiples variables económicas además del IPP.
- De la misma manera que resultó suficiente utilizar información reciente para estimaciones de demanda, se puede inferir que un histórico reciente de valores de unidades constructivas, junto con variables económicas actuales, proporcionaría una base sólida para las estimaciones.
- La experiencia en el sector eléctrico ha demostrado las limitaciones de los modelos univariados, lo que refuerza la necesidad de evolucionar más allá del uso exclusivo del IPP para la valoración de unidades constructivas.
- Los modelos multivariados han presentado consistentemente mejor rendimiento en diversos campos del sector eléctrico, sugiriendo un camino similar para la valoración de activos.

Establecer la idoneidad de un tipo de modelo no es una tarea sencilla, de hecho, aún en la actualidad resulta complicado indicar tácitamente cuál de todos es el mejor. En el estado del arte es posible encontrar aproximaciones que buscan comparar y analizar el rendimiento de algunos modelos comúnmente utilizados como redes neuronales y técnicas de machine. Sin embargo, es importante resaltar que la base de rendimiento es únicamente establecida para unas condiciones de validación en particular, lo que hace necesario un análisis cuidadoso para seleccionar la metodología más apropiada para el caso específico de valoración de unidades constructivas.

Los modelos de estimación basados en una única variable se caracterizan por presentar un rendimiento limitado cuando se busca predecir el valor de unidades constructivas a mediano y largo plazo, mientras que los métodos multivariados se convierten en una mejor opción. Como referencia, en el campo de estimación de demanda eléctrica, el trabajo presentado por (Taylor et al., 2006) realizó un análisis comparativo de seis tipos de modelos de predicción, incluyendo métodos univariados sencillos y métodos más sofisticados como el análisis de componentes principales (PCA). Los resultados de este estudio son particularmente relevantes para nuestro contexto, donde se destacan:

- La superioridad de los métodos que incorporan múltiples variables sobre los métodos simples univariados.
- Los métodos de regresión no paramétricos demostraron ser una opción viable al balancear simplicidad y precisión debido al número reducido de parámetros involucrados.
- El método simple de referencia fue significativamente superado por métodos más sofisticados.
- Se logró una mejora sustancial en la precisión cuando se incorporaron técnicas de corrección de errores, sugiriendo la importancia de incluir mecanismos de ajuste en los modelos de valoración.
- Se utilizaron datos de prueba relacionados con la generación mensual de energía eléctrica en China desde enero de 1990 hasta diciembre de 2015. Los resultados obtenidos mostraron un mejor desempeño del modelo propuesto con un MAPE de 2.5% respecto al 4.45% del modelo Holt-Winters.

La siguiente tabla muestra un resumen de las técnicas usualmente utilizadas en el modelado de series de tiempo:

Tabla 50. Resumen de las técnicas usualmente utilizadas en el modelado de series de tiempo

Autor	Técnica de modelado					
	LSTM	MLP	ARIMA	SVM	ANFIS	FL
(F. Liu et al., 2020)	✓	✓	✓	✓		
(Aldhyani et al., 2020)	✓			✓	✓	
(Bauer et al., 2020)		✓	✓	✓		
(Yang & Yang, 2020)	✓					
(Zheng et al., 2020)	✓	✓		✓		

Autor	Técnica de modelado					
	LSTM	MLP	ARIMA	SVM	ANFIS	FL
(Jiang et al., 2019)	✓		✓			
(Godfrey & Gashler, 2017)	✓		✓	✓		
(Jaramillo et al., 2017)				✓		
(Moreira de Andrade & Nunes da Silva, 2009)		✓	✓		✓	
(Huang et al., 2003)		✓	✓			
(Azadeh et al., 2008)		✓	✓			
(Senjyu et al., 2002)		✓				
(Oğcu et al., 2012)				✓		
(Huang et al., 2003)		✓	✓			
(Beccali et al., 2004)		✓				
(Fan & Chen, 2006)				✓		
(Pai & Hong, 2005)		✓	✓	✓		
(Yalcinoz & Eminoglu, 2005)		✓				
(Dalvand et al., 2011)			✓			
(Olaya, 2007b)			✓			
(Song et al., 2005)						✓

Autor	Técnica de modelado					
	LSTM	MLP	ARIMA	SVM	ANFIS	FL
(Pacheco et al., 2004)		✓			✓	
(Darbellay & Slama, 2000)		✓	✓			
(OLANREWAJU, 2011)		✓				
(Gabriel I. S. Ruas, 2008)		✓		✓		
(Barbounis et al., 2006; Park et al., 1991)		✓				
(G et al., 2006)						✓
(Nagasaka & Mamun, 2004)		✓				
(Miguel et al., 2007)		✓				
(Mizutani et al., 2005)		✓				
(R.-H. Liang & Cheng, 2000)		✓				

#### 10.1.4. Proceso de entrenamiento

El modelo de red neuronal propuesto por (Bataineh & Marler, 2017) se centró en reducir la cantidad de datos de entrada necesarios en el proceso de entrenamiento. Se aplica una red neuronal de base radial a problemas de regresión; La nueva estructura consiste en un proceso de entrenamiento de varias etapas en el que se combinan los mínimos cuadrados ortogonales (OLS) con un gradiente de optimización. La validación del modelo se realiza sobre datos y pronóstico de estrés y fuerza en la rodilla para la prevención de lesiones en diferentes escenarios (tarea) en los que los resultados y tiempos estimados se obtienen con otros modelos como el de mínimos cuadrados ortogonales (OLS). y avance. La red de retropropagación (FFN) se compara con sus valores reales. La estructura propuesta denominada Opt-RBN mostró, en algunos escenarios, resultados favorables en los datos de entrenamiento, aunque el tiempo del proceso de entrenamiento es un poco mayor, los autores lo consideraron un buen tiempo porque es inferior a un minuto.

El modelo Back Propagation Neural Network (BPNN) se utiliza en el proceso de entrenamiento para determinar el número de neuronas necesarias en las dos capas ocultas

de una red neuronal para pronosticar la magnitud en la escala de Richter de los terremotos en una región del Mar de Filipinas (Lin et al., 2018). Con el uso de datos de registro de los terremotos en la región de 1990 a 2014, se construyen varias series de modelos BPNN para pronosticar la magnitud del terremoto y compararla con los datos reales. A partir de los datos, se concluye que un número de 10 neuronas por capa oculta es el número ideal para el modelo de pronóstico. Dado que, los errores de pronóstico del modelo BPNN con 10 neuronas en cada capa oculta son muy similares a los modelos que usan más de 10 neuronas por capa, lo que provoca un mayor tiempo de cálculo para resultados similares. Los resultados se comparan con los valores reales de las magnitudes de los terremotos que ya han ocurrido y los autores concluyeron que el modelo BPNN pronosticó un resultado confiable de la magnitud del terremoto en la escala de Richter.

Para resolver el problema de categorización de pruebas, se utiliza el modelo de red neuronal para la categorización. Uno de los modelos propuestos es la red neuronal de retropropagación mejorada (IBPNN) de (Li, C. et al., 2014) con un proceso computacional paralelo, acelera el entrenamiento de la red neuronal para la categorización de texto. El algoritmo BPNN utiliza un Sun Cluster con 34 nodos (procesadores). El IBPNN paralelo está integrado con la técnica SVD (descomposición de valores singulares), donde la entrada de la red neuronal se representa como un vector de características de baja dimensión. La validación se realiza utilizando diferentes bases de datos donde se modifica el número de procesadores de 1 a 32 lo que produjo una mejora en los tiempos de ejecución sin disminuir la precisión del texto categorizado. Los resultados mostraron que el IBPNN paralelo junto con la técnica SVD logra un proceso de entrenamiento más rápido, adaptativo y confiable en la categorización de textos.

La Tabla 51 muestra un resumen de técnicas comúnmente utilizadas en el proceso de entrenamiento de los modelos de series de tiempo.

Tabla 51. Resumen de técnicas comúnmente utilizadas para el entrenamiento de modelos de series de tiempo

Autor	Técnicas de entrenamiento				
	RBF	OLS	BPNN	FFN	SGD
(Gracia et al., 2006)	✓				
(Bataineh & Marler, 2017)		✓		✓	
(Wang et al., 2017)					✓
(Lin et al., 2018)			✓		
(Li et al., 2014)			✓		
(Gu et al., 2018)	✓				

(Y. Liang et al., 2019)				✓	
(Hacibeyoglu & Ibrahim, 2018)				✓	
(Hannah Jessie Rani & Aruldoss Albert Victoire, 2018)	✓				
(Chouikhi & Alimi, 2018)	✓	✓		✓	

### 10.1.5. Comparación de las métricas de desempeño para el modelado de series de tiempo

En la Tabla 52 se muestra un resumen de las técnicas comúnmente utilizadas para evaluar el desempeño de los modelos de series de tiempo.

Tabla 52. Resumen de técnicas comúnmente utilizadas en la comparación de desempeño de modelos de series de tiempo

Autor	Métricas de comparación						
	<i>MSE</i>	<i>RMSE</i>	<i>MPE</i>	<i>MAPE</i>	<i>MAE</i>	<i>AMRE</i>	<i>CDF</i>
(Awolusi et al., 2019)		✓	✓				
(Errachdi & Benrejeb, 2018)	✓						
(Wong et al., 2018)		✓		✓	✓		
(Ramyar & Kianfar, 2019)	✓						
(Moshkbar-Bakhshayesh, 2020)						✓	✓
(Garg et al., 2016)	✓						
(Zambri et al., 2015)		✓					
(Tabaraki & Khodabakhshi, 2020)		✓				✓	
(Kumar et al., 2015)				✓			
(Ebrahimi et al., 2017)		✓					

Análisis Factorial:



- El estado del arte destaca la importancia del análisis factorial como herramienta para identificar variables significativas en modelos económicos.
- La técnica ha demostrado ser efectiva para reducir la dimensionalidad de los datos mientras mantiene la información relevante.

#### Redes Neuronales:

- Las arquitecturas simples de una capa han mostrado buen rendimiento en diversos estudios del sector eléctrico.
- Los modelos monocapa permiten un balance adecuado entre capacidad predictiva e interpretabilidad.
- Se han reportado MAPE entre 1.5% y 4% en aplicaciones similares con arquitecturas simples.

#### Variables Significativas:

- Las variables macroeconómicas han demostrado ser predictores importantes en modelos de valoración del sector eléctrico.
- La literatura sugiere que la combinación de variables históricas y económicas proporciona mejores resultados que el uso de variables individuales.

#### Aspectos Metodológicos:

- El análisis estadístico previo resulta fundamental para la selección apropiada de variables.
- La normalización y preprocesamiento de datos son cruciales para el rendimiento del modelo.
- La validación rigurosa de los modelos es una práctica constante en la literatura.

#### Consideraciones Generales:

- No existe un consenso sobre el modelo ideal, pero hay una tendencia hacia estructuras simples y robustas.
- La combinación de análisis factorial y redes neuronales aparece frecuentemente en la literatura reciente.
- La interpretabilidad del modelo se mantiene como un factor importante en aplicaciones prácticas.
- Los estudios enfatizan la importancia de balancear complejidad y precisión.

### **10.2. Conclusiones Metodología para la Actualización de Precios de Unidades Constructivas**

**Importancia del Preprocesamiento de Datos:** este capítulo resalta el papel fundamental del preprocesamiento de datos en el modelado de series de tiempo. La calidad y representatividad de los datos es crucial para construir modelos confiables ya que las alteraciones en las series temporales pueden inducir errores significativos en las predicciones. Se enfatiza que la limpieza de datos, la detección de inconsistencias y la corrección de datos atípicos son pasos esenciales para mejorar el rendimiento de los modelos econométricos y asegurar la precisión en la actualización de precios.

**Enfoque Metodológico estructurado:** la metodología propuesta sigue un enfoque sistemático, alineado con el modelo ARIMA basado en la metodología Box-Jenkins, que consiste en varias etapas: identificación y corrección de errores en los datos, tratamiento de lagunas y detección de comportamientos anómalos. Este enfoque estructurado asegura un tratamiento Metodológicamente robusto que facilitará una mejor adaptación de los modelos a las series de tiempo que se analizan.

**Diversificación de Variables Económicas:** este capítulo subraya que la actualización de precios de las Unidades Constructivas no debe depender de una única variable económica. La identificación de una variedad de factores macroeconómicos, como el PIB, inflación, y costos de insumos, resulta fundamental para capturar la complejidad del fenómeno y hacer proyecciones más precisas y ajustadas a la realidad del mercado.

**Aproximación Predictiva e Inteligencia Artificial:** la inclusión de herramientas de inteligencia artificial y modelos de aprendizaje automático en el proceso de actualización de precios se considera una innovación clave. Estas técnicas no solo mejoran la precisión de las proyecciones económicas, sino que también permiten una mejor planificación de las inversiones futuras en infraestructura, adaptándose a valles y picos en los costos que pueden ocurrir por variaciones en las condiciones del mercado.

**Validación y Evaluación Continua:** se discute la necesidad de llevar a cabo una validación constante de los modelos propuestos con el fin de garantizar que las proyecciones se mantengan relevantes y precisas a lo largo del tiempo. La incorporación de feedback y lecciones aprendidas durante el proceso de evaluación permite ajustar y mejorar continuamente la metodología utilizada.

**Retos de Implementación de Modelos:** a pesar de tener una metodología robusta, el existen desafíos para la implementación efectiva de los modelos presentan una barrera significativa. La falta de información consistente y detallada de bases internacionales limita en ocasiones la posibilidad de realizar comparaciones precisas y afecta la calidad de las proyecciones. Se hace hincapié en la importancia de la recolección de datos de calidad para superar estos obstáculos.

**Impacto en la Eficiencia Económica del Sector:** la adecuada actualización de precios de las Unidades Constructivas se traduce en beneficios económicos directos para el sector de transmisión de energía. Ésta no solo mejora la transparencia en la evaluación de costos, sino que también facilita la inversión en infraestructura, asegurando que se puedan atender de manera eficiente las crecientes demandas de energía y optimizando el costo de la misma.

**Consideraciones Futuras y Adaptabilidad:** se concluye con un llamado a la adaptabilidad y flexibilidad en la metodología de actualización, es importante destacar la importancia de mantenerla alineada con las tendencias económicas y tecnológicas emergentes. Esta capacidad de adaptación permitirá a las empresas del sector eléctrico mantenerse competitivas y responder de manera efectiva a los desafíos del futuro.

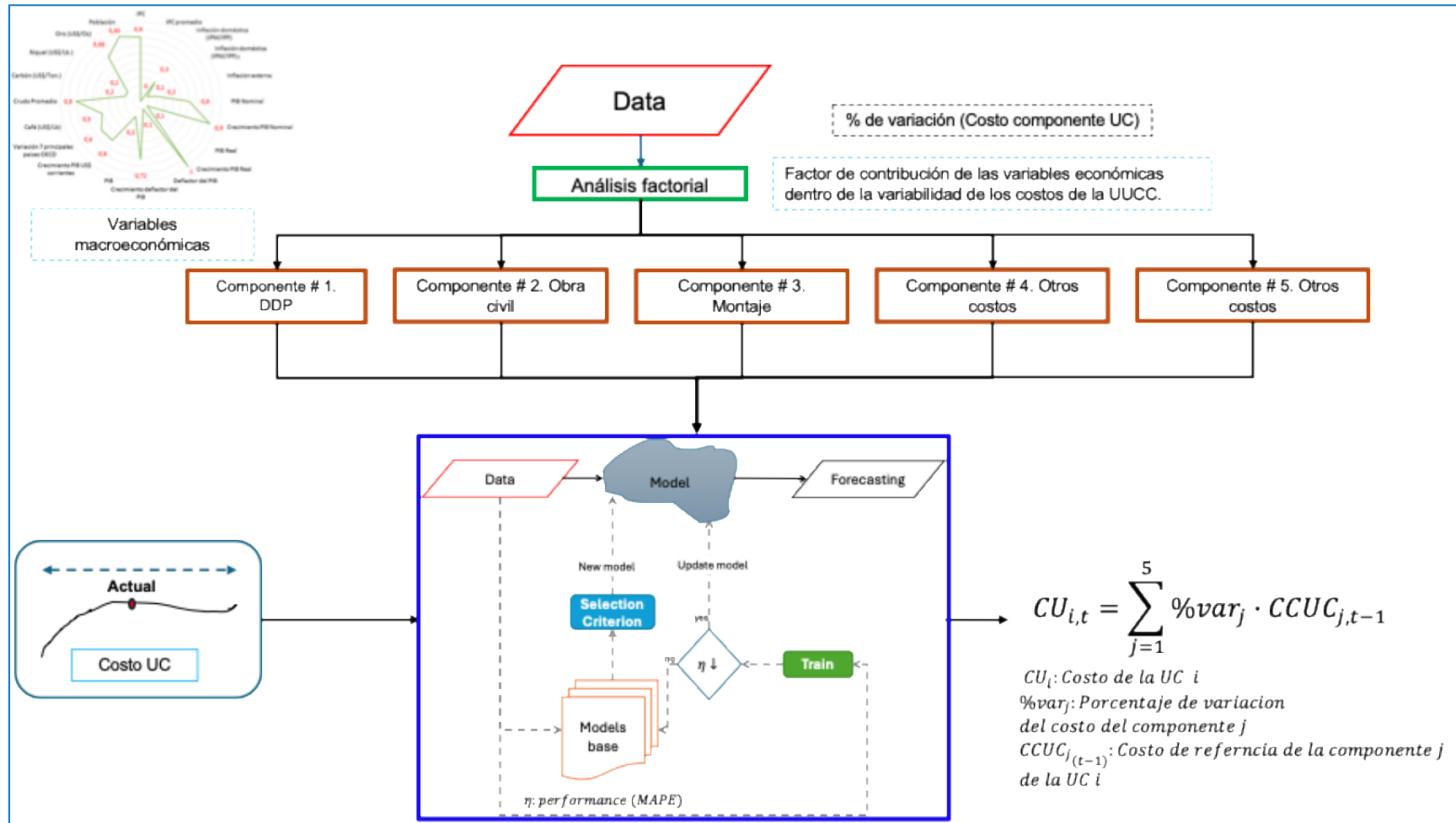
## **11. Metodología Propuesta para la Actualización de Costos de Unidad Constructiva**

### **11.1. Definición**

La variación de los costos de las unidades constructivas es un fenómeno que no es sencillo de modelar debido a los diferentes inductores que afectan la variabilidad de cada uno de los componentes que la definen: DDP, obra civil, montaje y demás costos financieros. Los componentes antes mencionados se ven afectados por algunas características macroeconómicas del mercado como: precio de minerales, precio de materiales como el cobre, acero, aluminio, oro, tasas de cambio, indicadores de crecimiento económico, inflación, etc.

Establecer relaciones entre cada una de las variables no es una labor sencilla de describir haciendo uso de modelos estadísticos convencionales. Ante esto se propone la integración de modelos basados en inteligencia artificial que permitan establecer relaciones entre las series de tiempo que rigen el comportamiento de los costos de cada unidad constructiva objeto de estudio y las diferentes variables macroeconómicas dispuestas en la base de datos disponible. Para la actualización de los costos de las unidades constructivas se tomó como referencia la propuesta de análisis y modelado de series de tiempo planteada por los autores de los trabajos (Jimenez et al., 2019; Jimenez Mares et al., 2023). En este tipo de planteamientos se busca seleccionar, depurar, filtrar, agrupar y simplificar el conjunto de variables exógenas (e.g. macroeconómicas) que tengan un nivel de significancia dentro del proceso a modelar.

Imagen 22. Metodología propuesta para la actualización de los costos de las UCs.



En la imagen 23 se muestra cada una de las etapas y/o procesos que definen la metodología de actualización de costos aquí propuesto. En primera instancia, se propone la implementación de un análisis estadístico multivariado que involucra análisis factorial para evaluar por cada componente y unidad constructiva las variables que resulten significativas dentro del proceso de modelado.

El análisis factorial es una técnica estadística de reducción de dimensiones que describe cada variable en términos de una combinación lineal de un pequeño número de factores comunes no observables y un factor único para cada variable. De esta manera, el objetivo es encontrar los factores comunes que recojan el máximo de información de las variables originales (Díaz Monroy, 2007). Una vez determinado el número y valores de los factores para cada uno de los componentes que describen cada unidad constructiva, se procede al entrenamiento de los diferentes modelos basados en inteligencia artificial disponibles.

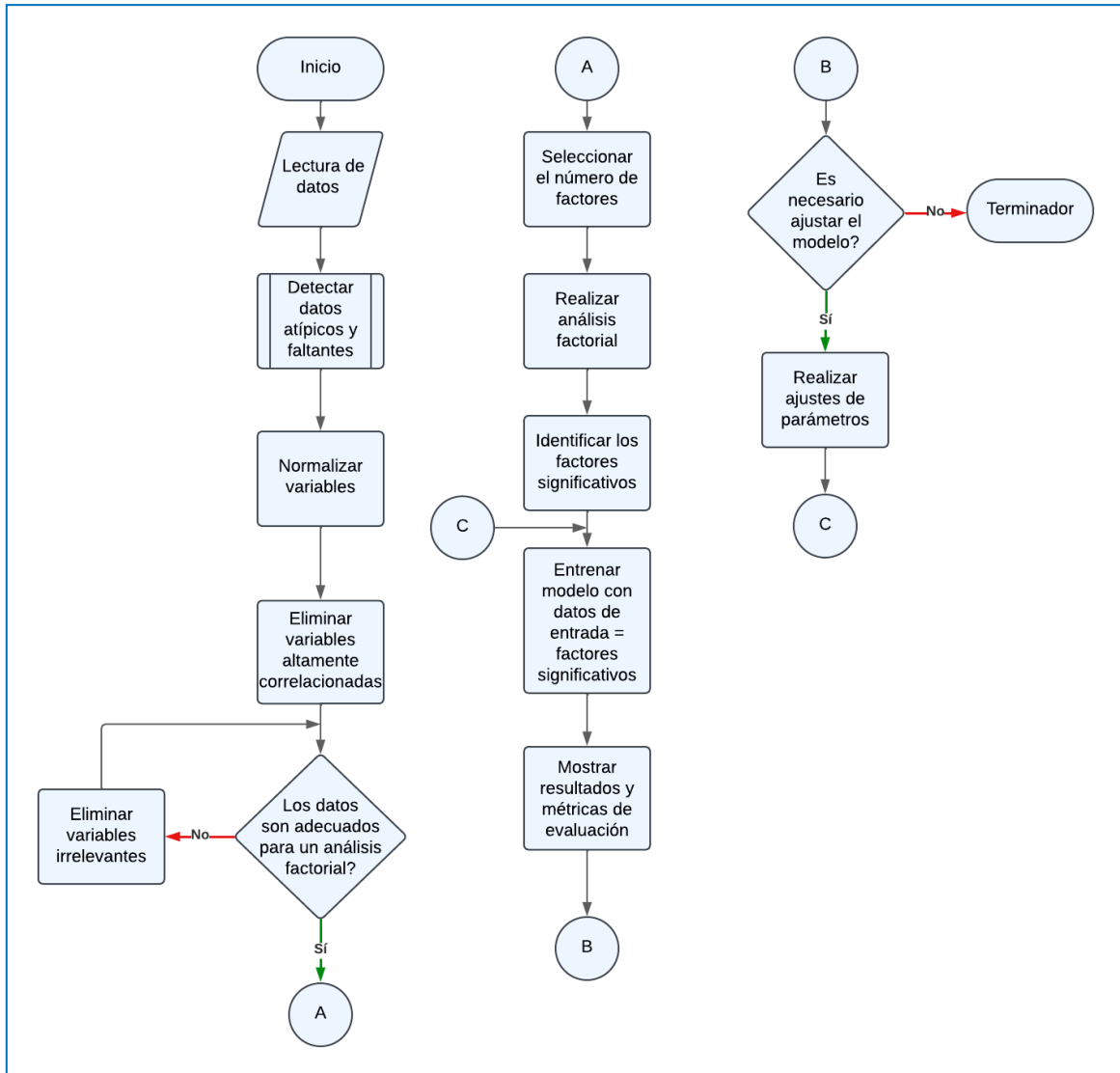
Para la propuesta aquí planteada, se incluyen redes neuronales artificiales y bosques aleatorios, por sus siglas en inglés, random forest. De manera iterativa se lleva a cabo el proceso de entrenamiento de cada uno de los modelos disponibles con el objetivo de evaluar y seleccionar aquel con el mejor desempeño (MAPE) para cada caso. Como resultado de esta metodología se obtendrá un modelo basado en redes neuronales o bosques aleatorios por cada componente y unidad constructiva.

La propuesta aquí planteada proporcionará a la CREG la posibilidad de una actualización continua sin la necesidad de consultar los diferentes proveedores del mercado. Lo anterior, gracias a que se proporcionará una interfaz que tomando como referencia los valores futuros de las diferentes variables exógenas, se actualizarán los costos de cada unidad constructiva seleccionada.

## **11.2. Diseño funcional de la solución propuesta**

La metodología propuesta se fundamenta en cada una de las etapas funcionales mostradas en la imagen 24:

Imagen 23. Metodología propuesta para la actualización de los costos de las UCs



### 11.3. Preprocesamiento de datos

El preprocesamiento de datos es fundamental para garantizar estimaciones confiables en la valoración de unidades constructivas. El primer paso consiste en la estructuración adecuada de los datos, identificando y separando los componentes principales: obra civil, montaje, otros costos y costos financieros. El componente DDP se excluye del análisis por ser determinístico, representando un 24.5% del valor base que se calcula directamente.

El tratamiento de valores faltantes sigue un protocolo estricto: no se permiten valores ausentes en los componentes principales de la unidad constructiva para mantener la integridad de los datos. Para las variables económicas y explicativas, se utiliza la media como método de imputación, documentando cualquier reemplazo realizado para mantener la trazabilidad del proceso.

Para el manejo de valores atípicos se implementa el método IQR (Rango Intercuartílico), estableciendo límites superior e inferior ( $Q3 + 1.5/IQR$  y  $Q1 - 1.5/IQR$  respectivamente). En los componentes de la unidad constructiva, los *outliers* solo se detectan y registran, mientras que en las variables económicas se aplica *winsorización*<sup>3</sup> para corregir valores extremos sin perder la esencia de las variaciones del mercado.

La normalización de variables mediante estandarización (media cero y desviación estándar uno) se aplica a todas las variables numéricas. Este paso es crucial dado que manejamos diferentes escalas, desde millones en valores de componentes hasta porcentajes en variables económicas. La estandarización permite la comparabilidad directa entre variables y optimiza el rendimiento del modelo posterior.

Finalmente, se verifica la calidad de los datos procesados mediante la validación de consistencia y relaciones lógicas entre componentes. Los datos resultantes se estructuran en matrices adecuadas para el análisis factorial, verificando previamente los requisitos de correlación y adecuación muestral necesarios para este análisis.

#### 11.4. Análisis factorial

El análisis factorial constituye una etapa crítica para la identificación de variables significativas en la valoración de unidades constructivas. La metodología inicia con la verificación de factibilidad mediante el test de esfericidad de *Bartlett*, que evalúa si la matriz de correlaciones difiere significativamente de una matriz identidad, y el test *KMO* (Kaiser-Meyer-Olkin), que mide la adecuación muestral. Estos tests determinan si el conjunto de datos es apropiado para el análisis factorial.

Una vez confirmada la factibilidad, se procede a la identificación de factores principales mediante el criterio de *Kaiser* (eigenvalores mayores a 1) y el análisis del *scree plot*. Las variables se agrupan según sus cargas factoriales, considerando significativas aquellas con valores absolutos superiores a 0.5. La rotación *Varimax* se aplica para maximizar la interpretabilidad de los factores resultantes.

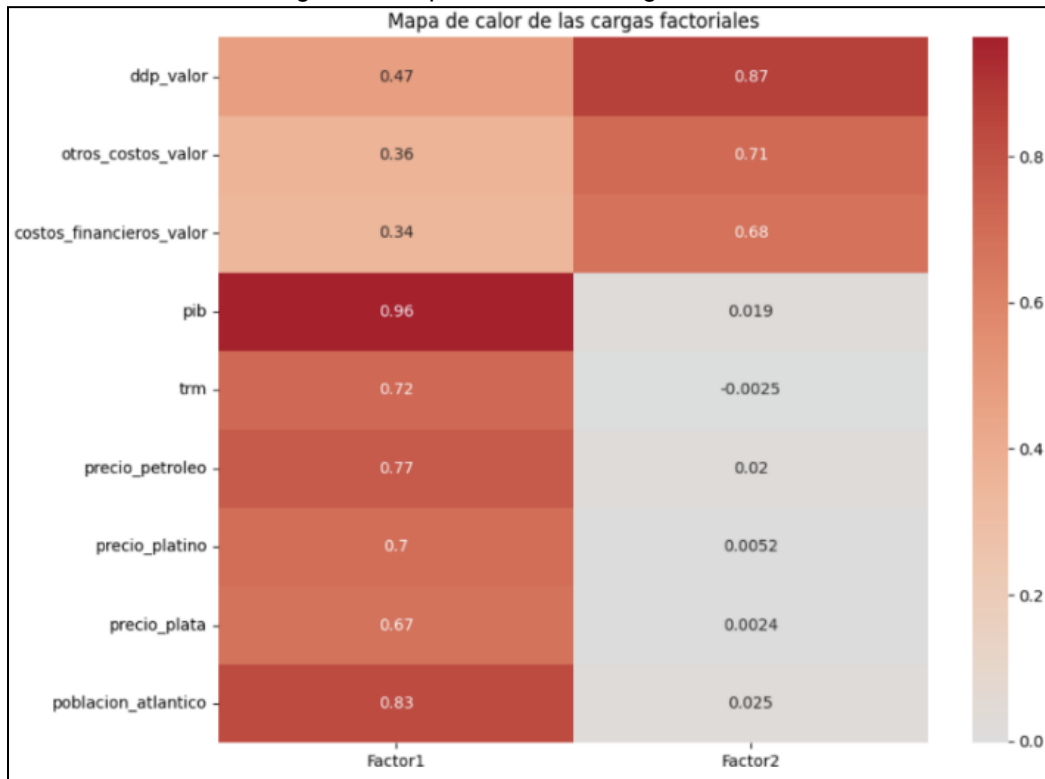
La estructura factorial resultante permite reducir la dimensionalidad del problema mientras se mantiene la información relevante para el modelo. Las correlaciones entre variables y factores se visualizan mediante una matriz de calor (ver imagen 25), facilitando la identificación de patrones y relaciones significativas. Este proceso asegura que solo las variables más influyentes sean consideradas en el modelo posterior (Jiménez et al., 2019).

---

<sup>3</sup> La winsorización es una técnica estadística que se utiliza para limitar los valores extremos en conjuntos de datos, reduciendo efectivamente la influencia de los valores atípicos en los análisis estadísticos.



Imagen 24. Mapa de calor de cargas factoriales



En la Imagen 25 se muestra un ejemplo de un mapa de calor resultado de un análisis factorial para un caso de estudio. Como resultado se muestran dos factores donde se evidencia que el factor 1 se encuentra caracterizado por las pib, trm, precio\_petróleo, precio\_platino, precio\_plata y población\_atlántico, mientras que el factor 2 se encuentra definido por las variables ddp\_valor, otros\_costos\_valor y costos\_financieros\_valor.

### 11.5. Modelos basados en inteligencia artificial

Desde una visión más amplia, se puede definir como un sistema que propone soluciones a casos complejos donde los algoritmos convencionales no pueden resolver (Jabbar et al., 2010). Este concepto puede estar sujeto a ambigüedades, por lo que es necesario aclarar que un sistema de inteligencia computacional debe cumplir los siguientes criterios (Eberhart & Shi, 2007).

- Sólo se ocupa de los datos numéricos (nivel bajo).
- Tiene un componente de reconocimiento de patrones.
- Sentido Numérico –Actividades del ser humano como resolución de problemas, toma de decisiones y aprendizaje–.

Este tipo de sistemas combina elementos de aprendizaje, adaptación, evolución y lógica difusa para diseñar programas con cierto nivel de inteligencia. Se basa en la experiencia y proporciona las decisiones correctas a pesar de las limitaciones. (Konar, 2005).

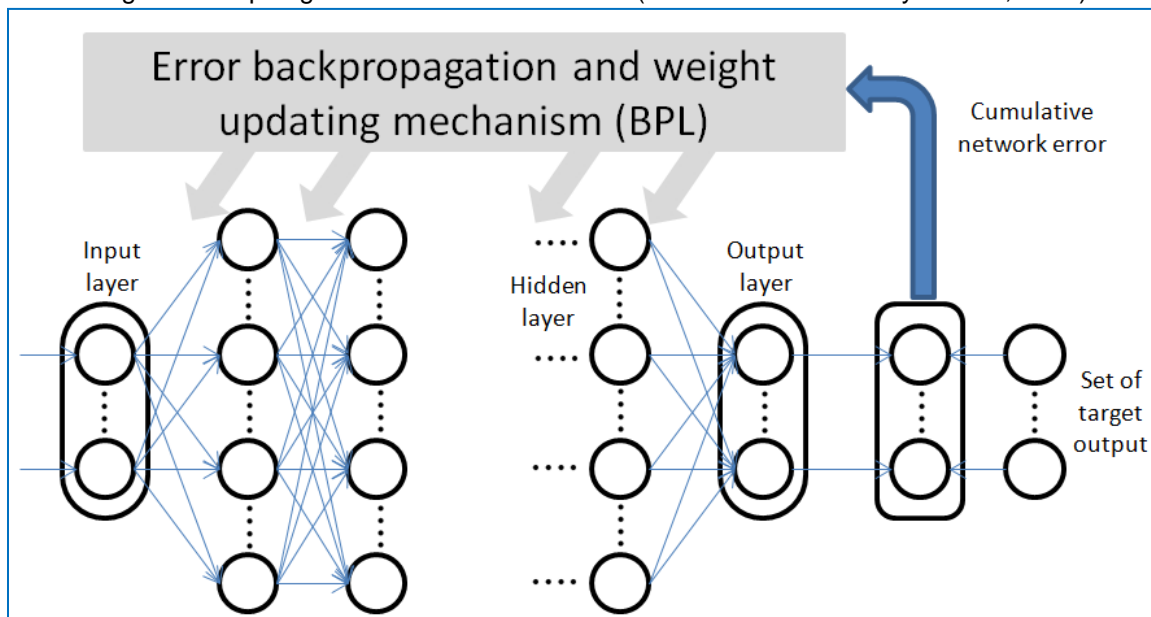
La inteligencia computacional aplicada al modelado de series temporales ha permitido desarrollar diversas aplicaciones orientadas a la previsión de series temporales, análisis de riesgos, perfilación de clientes, redes inteligentes, etc.

### Redes Neuronales (RN)

Este tipo de técnica de inteligencia artificial se basa en el funcionamiento de las redes neuronales biológicas del cerebro humano. Por tanto, están compuestos por unidades llamadas neuronas y también son capaces de aprender de la experiencia, generalizar a partir de ejemplos anteriores y abstraer las principales características de una serie de datos.

Así, las RN, cambian su comportamiento dependiendo del entorno, proporcionan respuestas correctas a entradas con pequeñas variaciones, entre otras ventajas (Bilbao, 2008; Flórez & Fernández, 2008).

Imagen 25. Topología de las redes neuronales (Fakhreddine O. Karray & Silva, 2004)



La Imagen 26 muestra la estructura básica de una red neuronal entrenada con algoritmo de retropropagación. La retropropagación es un método para entrenar la red neuronal utilizando tres o más capas. La topología comúnmente utilizada es la de tres capas: una inferior y una superior oculta. La capa inferior o capa de entrada son las únicas unidades de procesamiento que reciben entradas del exterior, por lo tanto, los puntos sirven como distribuidores y no realizan una operación de cálculo.

La capa (en el caso de una topología de más de tres capas) entre la capa inferior y la superior se denomina oculta, en ella las unidades procesadoras están interconectadas con capas adyacentes y realizan el cálculo de las operaciones. Finalmente, la capa de salida es la que representa la respuesta de la red. La práctica de esta topología es monitoreada, es decir, los patrones de entrada coinciden y se deben ingresar las salidas objetivo (Bilbao, 2008; Flórez & Fernández, 2008).

El modelo neuronal seleccionado consiste en una arquitectura simple de una sola capa oculta, donde el número de neuronas corresponde directamente a la cantidad de variables significativas identificadas en el análisis factorial. La capa de entrada recibe las variables normalizadas seleccionadas, mientras que la capa de salida proporciona directamente el valor estimado de la unidad constructiva.

Para garantizar la estabilidad y rendimiento del modelo, se implementan elementos clave de regularización: normalización de datos de entrada, regularización L1 y L2 para evitar sobreajuste, y early stopping para determinar el punto óptimo de entrenamiento. El optimizador Adam con una tasa de aprendizaje conservadora permite una convergencia estable.

### **11.6. Selección adecuada de una arquitectura de red neuronal**

Después de seleccionar la estructura de la red neuronal a utilizar el reto está en determinar la cantidad de parámetros óptima a utilizar. Un buen modelo debe brindar un error razonable en la fase de entrenamiento, validación y de prueba sin recaer en sobreajuste. Como fase inicial de diseño se debe llevar a cabo un análisis estadístico exploratorio que permita identificar las variables significativas que mejoren el desempeño del modelo. La selección de la red con un mejor desempeño no es una tarea fácil ya que no hay una teoría formal que permita simplificar esta tarea.

En el estado del arte se recomienda la aplicación de teorías relacionadas con el diseño de experimentos y validación cruzada con el fin de recorrer la zona de experimentación que incluya la mayor variación de los posibles parámetros para la selección de la red neuronal con un mejor desempeño. Otro aspecto por considerar es la cantidad de parámetros disponibles y su afectación en la complejidad del modelo, por tal motivo se recomienda considerar el criterio de Akaike con el fin de penalizar la adición de parámetros extras. En resumen, la selección de la configuración y estructura adecuada de la red neuronal es crucial para el proceso de pronóstico. El acondicionamiento de los datos, por ejemplo, normalización, re-escalamiento o transformación también brindan una mejoría en el desempeño de los modelos basados en redes neuronales.

- **Random Forest**

El bosque aleatorio es un algoritmo de aprendizaje automático flexible y fácil de usar que produce, incluso sin ajuste de hiperparámetros, un gran resultado la mayor parte del tiempo. También es uno de los algoritmos más utilizados, por su simplicidad y diversidad (puede usarse tanto para tareas de clasificación como de regresión) (Schonlau & Zou, 2020).

Un modelo basado en árbol implica dividir recursivamente el conjunto de datos dado en dos grupos según un determinado criterio hasta que se cumpla una condición de parada predeterminada. En la parte inferior de los árboles de decisión se encuentran los llamados nodos de hojas u hojas.

La Imagen 21 muestra una partición recursiva de un espacio de entrada bidimensional con límites alineados con los ejes, es decir, cada vez que el espacio de entrada se divide en una dirección paralela a uno de los ejes. Aquí la primera división se da en  $x_2 \geq a_2$ . Luego, los dos subespacios se dividieron nuevamente: la rama izquierda se dividió en  $x_1 \geq a_4$ . La

rama derecha fue primero dividida en  $x_1 \geq a_1$ , y una de sus subramas fue dividida en  $x_2 > a_3$ . La imagen 27 es una representación gráfica del subespacio particionado.

Imagen 26. Partición binaria recursiva de subespacios bidimensionales

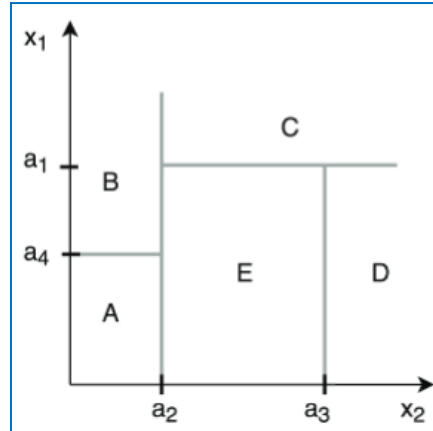
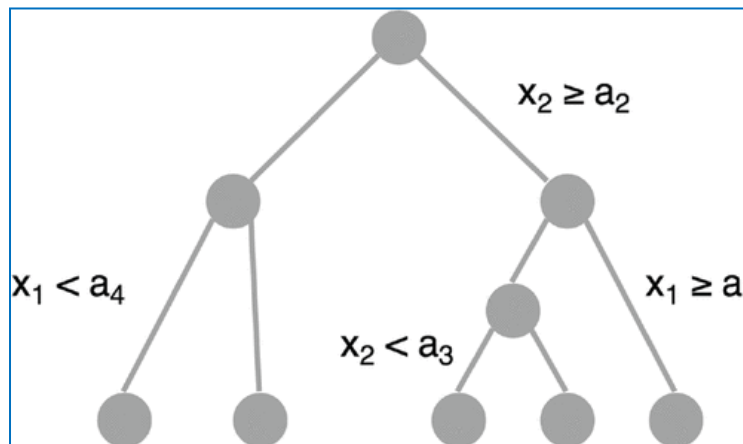


Imagen 27. Representación gráfica del árbol de decisión.



Dependiendo de cómo se establezcan los criterios de partición y detención, se pueden diseñar árboles de decisión tanto para tareas de clasificación (resultado categórico, por ejemplo, regresión logística) como para tareas de regresión (resultado continuo).

### 11.7. Proceso de entrenamiento

En la metodología propuesta en la Imagen 23, se plantea una estrategia de entrenamiento y selección de los modelos de series de tiempo disponibles (RNA y RF). En esta propuesta el entrenamiento de los modelos es integrado a un proceso iterativo que busca evaluar todas las configuraciones establecidas para seleccionar aquella con el mejor desempeño (MAPE) para cada clase de los modelos disponibles (Calvetti & Somersalo, 2007).

### 11.8. Métricas utilizadas para la evaluación del desempeño de los modelos

En esta sección hemos explicado las técnicas de modelado de series de tiempo comúnmente utilizadas. La fase de construcción y selección de los modelos de predicción

requiere de un adecuado proceso de entrenamiento y evaluación de las posibles configuraciones para cada técnica. Para la construcción de un modelo particular de una serie real o simulada es necesario dividir los datos de la serie de tiempo en dos partes: conjunto de entrenamiento y conjunto de validación. Los datos ubicados dentro del conjunto de entrenamiento serán la base para la construcción del modelo deseado.

A su vez el conjunto de validación puede subdividirse en dos: conjunto de validación utilizado para evaluar el desempeño del modelo obtenido durante el entrenamiento y conjunto de prueba que es utilizado para evaluar el desempeño del modelo seleccionado a finalizar el proceso de entrenamiento.

Dependiendo del conjunto de variables a considerar y algunas características como la magnitud, se hace necesario aplicar técnicas de preprocesamiento y transformación a escalas comunes a todas, por ejemplo, normalización, transformación logarítmica, diferenciación. Una vez obtenido el resultado de parte del modelo debe aplicarse la transformación inversa a la realizada con las variables de entrada para poder medir el desempeño en las mismas unidades de la serie de tiempo original.

A continuación, se describirán las métricas de desempeño comúnmente utilizadas.

$$e_i = y_i - \hat{y}_i,$$

donde,

$y_i$ : valor actual.

$\hat{y}_i$ : valor previsto.

$e_i$ : error calcula para los  $n$  datos de la serie de tiempo.

- **Mean Absolute Percentage Error (MAPE)**

Esta métrica se define en la ecuación (2.8-4):

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{e_i}{y_i} \right| \times 100 \quad (11-1)$$

Algunas de sus propiedades son:

- Es independiente de la escala, pero si es afectada por las transformaciones realizadas.
- No muestra la dirección del error.
- Los valores extremos no son penalizados.

La validación del modelo se realiza mediante división temporal de datos, manteniendo un conjunto de validación cronológicamente posterior al conjunto de entrenamiento, lo que simula las condiciones reales de aplicación. El rendimiento se evalúa principalmente mediante el error porcentual absoluto medio (MAPE), buscando mantener errores dentro de rangos aceptables para aplicaciones prácticas.

## 11.9. Conclusiones Metodología Propuesta para la Actualización de Costos de Unidades Constructivas

**Naturaleza Compleja de los Costos:** este capítulo destaca que la variación de los costos de las Unidades Constructivas (UC) es un fenómeno complejo y multifacético, influenciado por diversos inductores como costos de materiales, obra civil, montaje y costos financieros. Esta complejidad requiere un enfoque integral para modelar dicho fenómeno, considerando elementos tanto determinísticos como estocásticos que puedan impactar la valoración de estas unidades.

**Impacto de Variables Macroeconómicas:** se subraya la relevancia de las variables macroeconómicas, como precios de materiales (cobre, acero, aluminio), tasas de cambio, inflación y crecimiento económico, en el contexto de la valoración de las UC. La metodología plantea que la explotación de estas variables es esencial para obtener estimaciones precisas de costos, ya que estas afectan directamente la estructura y el precio de las Unidades Constructivas en el mercado.

**Preprocesamiento de Datos y Estructuración:** la adecuada estructuración y preprocesamiento de los datos es crucial para la confianza en las estimaciones de costos. El capítulo enfatiza la importancia de segmentar los costos en componentes claves, como la obra civil, el montaje y otros costos financieros, con el fin de proporcionar un análisis más claro y sostenible para la toma de decisiones.

**Empleo de Modelos de Inteligencia Artificial:** se propone la integración de modelos de inteligencia artificial como una vía para establecer relaciones entre las series de tiempo que rigen el comportamiento de los costos de cada Unidad Constructiva y las diversas variables macroeconómicas. Esta innovación se considera fundamental para superar restricciones de modelos estadísticos tradicionales y mejorar la capacidad predictiva del análisis de costos.

**Fomento de una Actualización Dinámica:** este capítulo plantea que la metodología debe permitir una actualización continua y dinámica de los costos, lo que es vital para mantener las proyecciones relevantes en un entorno económico cambiante. La implementación de mecanismos de retroalimentación y revisión permitirá que las estimaciones de costos se adapten a las nuevas realidades del mercado, favoreciendo una gestión activa y eficiente de las UC.

**Relevancia de la Validación de Modelos:** se enfatiza la necesidad de llevar a cabo validaciones rigurosas de los modelos propuestos para asegurar su efectividad y fiabilidad a largo plazo. Esto incluye no solo la validación de los resultados, sino también la revisión continua de los supuestos y la estructura del modelo, garantizando que se ajusten a la realidad del sector energético.

**Desafíos en la Integración de Nuevos Enfoques:** aunque la propuesta de nuevos enfoques metodológicos es positiva, se reconocen los desafíos asociados a la integración de estos modelos en las prácticas actuales del sector. La resistencia al cambio, la falta de

formación en nuevas herramientas analíticas y la necesidad de inversión en tecnología pueden ser obstáculos significativos que deberán ser gestionados.

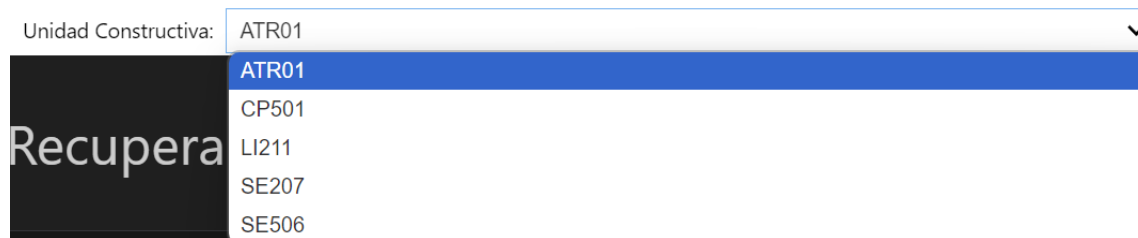
**Beneficios para la Sostenibilidad del Sector Energético:** la actualización adecuada de costos tiene un impacto directo en la sostenibilidad del sector eléctrico al facilitar la ejecución de proyectos más eficientes y rentables. Una metodología robusta y adaptable no solo optimiza la asignación de recursos, sino que también ayuda a mejorar la competitividad y la capacidad de respuesta ante desafíos operativos y económicos.

## 12. Implementación

### 12.1. Interfaz de actualización de costos de las unidades constructivas

En la aplicación se ha de seleccionar en primer lugar la unidad constructiva a evaluar, para esto, se dispone de un selector cuyas opciones corresponden a los nombres (identificaciones) de cada Unidad Constructiva. Por ejemplo, en caso de disponer una base de datos con 5 unidades constructivas para el entrenamiento, estas serán las disponibles en el selector (ver Imagen 29).

Imagen 28. Ejemplo listado de UCC disponibles.



Unidad Constructiva: ATR01 ▼


- ATR01
- CP501
- LI211
- SE207
- SE506

Una vez es seleccionada la unidad constructiva, se procede con el ingreso de los datos requeridos por el modelo, para esto, puede llenar las casillas por cada variable macroeconómica/elemento como también se puede cargar un archivo csv con las variables necesarias.





Imagen 29. Sección de ingreso de datos


**Predicción de Unidad Constructiva**

 **Instrucciones**

1. Ingrese los valores manualmente o cargue un archivo CSV
2. Verifique que todos los campos requeridos estén completos
3. Haga clic en "Realizar Predicción"
4. Revise los resultados

 **Carga de Datos**

 **Cargar CSV (1)**

 **Variables de Entrada**

Exportaciones de productos manufactura...	27.12
Importaciones de bienes y servicios (% de...	18.73
Importaciones de minerales y metales (% ...	1.79
Inflación, deflactor del PIB: series vinculad...	4.06
obra_civil_valor	1605173422
Petroleo (USD)	78.49

En caso de que el usuario desee llevar a cabo el ejercicio de actualización de los costos de manera individual para cada unidad constructiva, el usuario debe diligenciar cada uno de los datos de las variables que aparecen en el formulario mostrado en la Imagen 30.

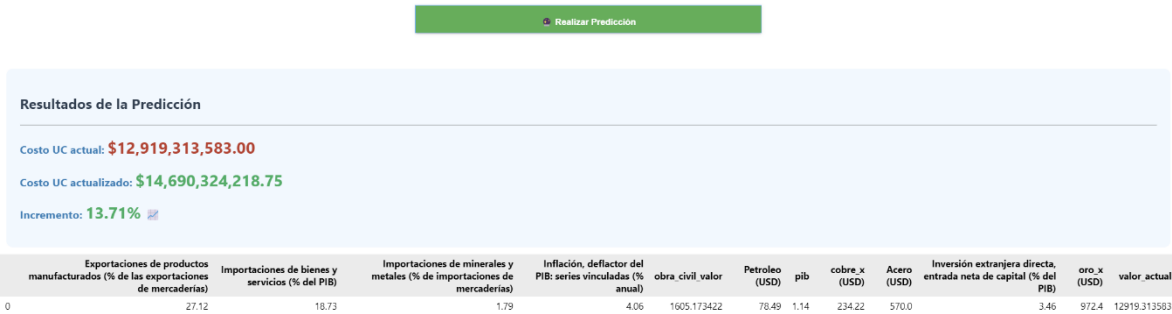
El formato del archivo csv se puede observar al final de la sección (ver Imagen 31)

Imagen 30. Formato de CSV esperado

Formato de CSV Esperado												
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercancías)	Importaciones de bienes y servicios (% del PIB)	Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercancías)	Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual)	obra_civil_valor	Petroleo (USD)	piib	cobre_x (USD)	Acero (USD)	Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB)	oro_x (USD)	valor_actual	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Una vez se han ingresado los datos, ya sea por cada casilla o a través de un archivo .csv, se debe de presionar el botón "Realizar predicción" para poder ejecutar el modelo de la UC seleccionada y así poder visualizar el costo actualizado y tasa de variación con respecto al costo actual.

Imagen 31. Resultados de un modelo de actualización de costos de la UC.



12.2. Resultados

Descripción de los datos

Para validar el desempeño de los modelos obtenidos se tomó como referencia la base datos de costos internacionales de Perú publicadas en OSINERGMIN 2023 y nacionales publicados en la circular 090 de 2021 y la circular CREG 076 de 2024 para las UC convencionales y no asimiladas. Para el caso de las UC de infraestructura nueva se tomaron como referencia los datos provistos por la circular CREG 076 de 2024 y la circular CREG 092 de 2024. Como ventana de análisis se consideró un periodo comprendido entre el año 2011 hasta el 2022. Los datos de las variables macroeconómicas utilizadas dentro del proceso de análisis multivariado se tomaron de las fuentes y vigencias mostradas en la Tabla 53.

El análisis factorial se establece como herramienta para identificar variables significativas en modelos económicos, para ello como resultado de esta operación se logra reducir la dimensionalidad de los datos. Este proceso evalúa las características y comportamiento de los datos acorde con la explicación y correlación que tengan con los costos de cada UC.

Por tal motivo, en algunos casos de las variables seleccionadas pueden no ser comunes en el ejercicio típico de la estimación de costos, por ejemplo, el precio del oro, pero si tienen una incidencia indirecta con los costos de algunas UC y, en conjunto con otras variables resumen un descriptor del fenómeno.

Tabla 53. Fuentes de las variables exógenas utilizadas por la metodología propuesta

Variable	Fuente
Año	Base de datos UC
DDP	
Costo obra civil	
Costo montaje	
Otros costos	
Costos financieros	

Variable	Fuente
Costo total UC	
IPC	<a href="https://www.sintraprevi.org/pdf/indicadores/ipc.pdf">https://www.sintraprevi.org/pdf/indicadores/ipc.pdf</a>
Petróleo (USD)	<a href="https://es.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data">https://es.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data</a>
TRM	<a href="https://suameca.banrep.gov.co/estadisticas-economicas/#/informacionSerie/1/Tasa%20de%20cambio%20del%20peso%20colombiano/Tasa%20de%20cambio%20Representativa%20del%20Mercado%20%28TCRM%29">https://suameca.banrep.gov.co/estadisticas-economicas/#/informacionSerie/1/Tasa%20de%20cambio%20del%20peso%20colombiano/Tasa%20de%20cambio%20Representativa%20del%20Mercado%20%28TCRM%29</a>
Precio del oro (USD)	<a href="https://www.cochilco.cl/web/historico-precio-de-los-metales/">https://www.cochilco.cl/web/historico-precio-de-los-metales/</a>
Precio del cobre (USD)	
Acero (USD)	
Aluminio (USD)	
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías)	<a href="https://datos.bancomundial.org/pais/colombia">https://datos.bancomundial.org/pais/colombia</a>
Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías)	
Crecimiento de la población (%) anual	
PIB	
Ahorro bruto (% del PIB)	
Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual)	
Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB)	
Importaciones de bienes y servicios (% del PIB)	

Los datos se normalizan para evitar diferencias en las magnitudes que puedan afectar la coherencia de la distribución de los datos. El proceso de normalización se realiza a través de la Ecuación (1) para cada variable a considerar para el pronóstico de series de tiempo. Los datos normalizados se establecen en 0 a 1.

$$z = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad (1)$$

donde,

$x$ : dato del conjunto de datos.

$\mu$ : media del conjunto de datos

$\sigma$ : desviación del conjunto de datos.

Como resultado del proceso de análisis factorial aplicado al conjunto de variables disponibles, se obtuvo como factores requeridos los mostrados en la Imagen 33.

Imagen 32. Mapa de calor del análisis factorial

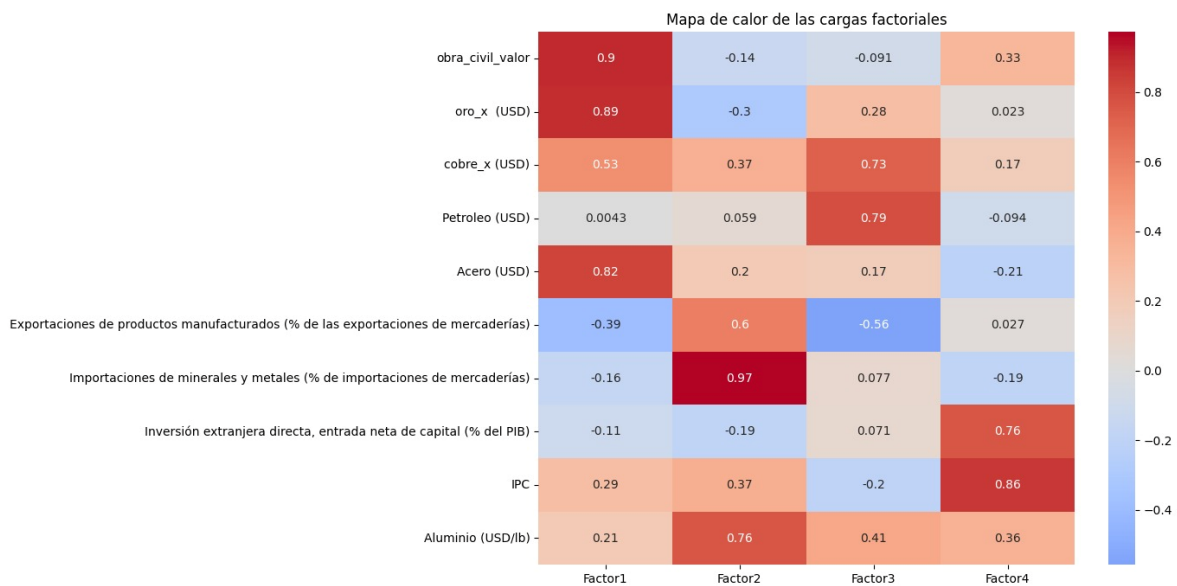
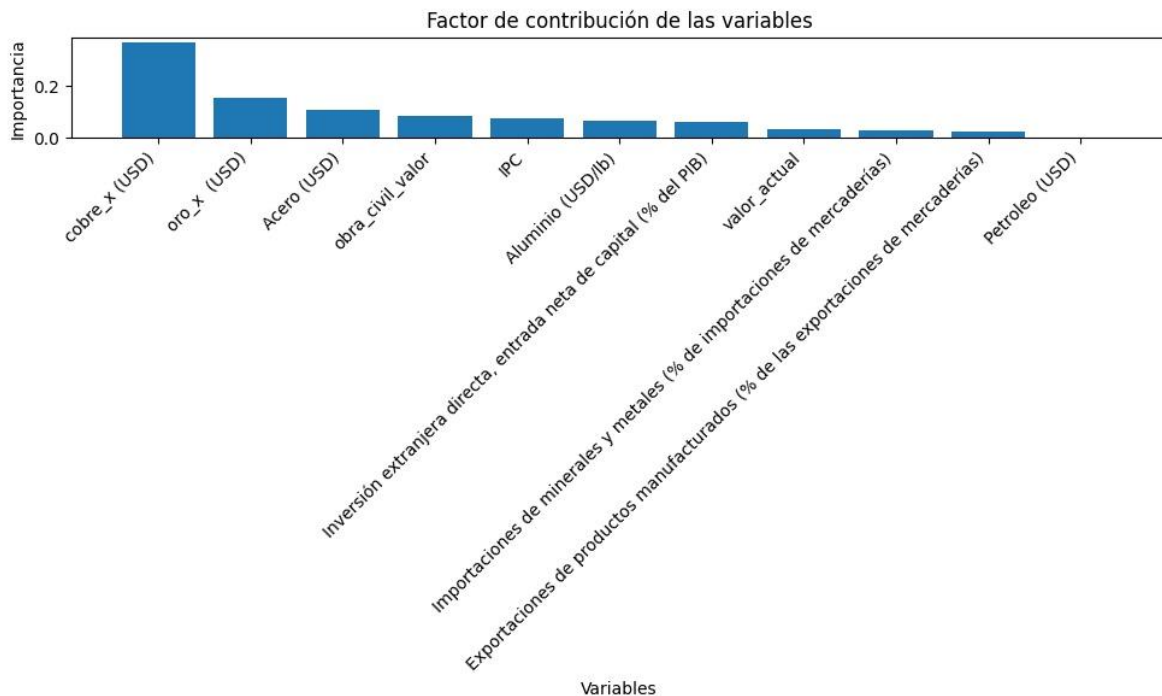


Imagen 33. Factor de contribución de las variables económicas dentro de la variabilidad de los costos de las unidades constructivas



### ***Análisis de variables significativas mediante análisis factorial***

El proceso de identificación de variables significativas para la estimación del valor de unidades constructivas se realizó mediante un análisis factorial, que permite reducir la dimensionalidad de los datos y encontrar factores **subyacentes, es decir son variables que no se observan, pero que explican las correlaciones entre las variables observadas**. Este proceso se desarrolló en varias etapas:

#### ***Determinación de factores principales***

A través del análisis factorial con rotación Varimax, se identificaron cuatro factores principales que agrupan las variables según su correlación. El mapa de calor de las cargas factoriales (Imagen 33) muestra cómo se agrupan las variables en estos factores:

**Factor 1 (Materias Primas Base):** Dominado por obra civil (0.90), oro (0.89) y acero (0.82), sugiriendo una fuerte relación entre el valor de la unidad constructiva y los precios de materiales básicos de construcción.

**Factor 2 (Comercio Internacional):** Caracterizado por importaciones de minerales y metales (0.97) y aluminio (0.76), reflejando la importancia del comercio internacional de materiales.

**Factor 3 (Commodities Energéticos):** Liderado por petróleo (0.79) y cobre (0.73), indicando la relevancia de los precios de energía y conductores eléctricos.

**Factor 4 (Indicadores Económicos):** Definido por IPC (0.86) e inversión extranjera directa (0.76), mostrando la influencia de factores macroeconómicos.

En la Imagen 34 se muestra el factor de contribución de cada una de las variables consideradas dentro del análisis utilizado para la ponderación de cada una de las variables macroeconómicas. Los resultados de esta etapa brindan información complementaria al análisis factorial aquí propuesto.

Las correlaciones entre variables y factores resultantes del proceso de análisis exploratorio para las variables macroeconómicas y los costos de las UC se visualizan mediante una matriz de calor (ver Imagen 33). La Imagen 33 muestran las cargas factoriales, donde se evidencia la necesidad de cuatro (4) factores. Teniendo en cuenta las cargas factoriales se agrupan de la siguiente manera:

- Factor mano de obra: obra civil y precio del acero.
- Factores materiales: PIB, precio del cobre y precio del petróleo.
- Factor costos de importación: inflación, inversión extranjera e importaciones de bienes y servicios.
- Factor costos de nacionalización y exportaciones: exportaciones de productos manufacturados e importaciones de minerales y metales.

#### ***Determinación del factor de contribución***

El factor de contribución de variables se determina mediante un análisis post-factorial que evalúa el peso relativo que cada variable tiene en la explicación de la varianza total de los datos. Este proceso se puede explicar en los siguientes pasos:

En primer lugar, se realiza el análisis de cargas factoriales en todos los factores identificados, luego se considera el valor absoluto de estas cargas para determinar la magnitud de su influencia y se evalúa la consistencia de su contribución a través de múltiples factores.

En segundo lugar, se realiza el cálculo de la contribución total, en el cual se pondera la importancia de cada variable considerando la magnitud de sus cargas factoriales, el porcentaje de varianza explicada por cada factor y la estabilidad de su contribución en diferentes factores.

Por último, los valores se normalizan para obtener una escala comparable y se expresan como porcentajes o valores entre 0 y 1, lo cual permite una comparación directa entre variables.

#### ***Resultados del análisis***

Como se observa en la Imagen 25, el análisis reveló una jerarquía clara en la importancia de las variables, siendo en este caso las variables de mayor contribución el Cobre con aproximadamente 0.25 de contribución, el Oro con cerca de 0.18 de contribución y la inversión extranjera directa con alrededor de 0.17 de contribución.

***Estimación de los parámetros de la red neuronal.***

Por otro lado, en lo que respecta al proceso de entrenamiento de los modelos basados en redes neuronales dado que no existe una teoría formal que permita garantizar la selección de parámetros y configuración óptimos de las redes neuronales que brinden un máximo nivel de generalización para fines de pronóstico, se propone una metodología de diseño experimental. La metodología planteada en (Jiménez et al., 2021) evidenció como factor significativo dentro de la configuración de las redes neuronales el número de neuronas en la capa oculta.

Por lo tanto, para llevar a cabo la selección de la red neuronal adecuada, se aplicó el algoritmo de entrenamiento propuesto en (Jiménez et al., 2021); en donde se utilizó un *script* desarrollado en Python utilizando la librería scikit-learn y tensor flow que busca modificar parámetros de la red neuronal recorriendo una amplia zona de experimentación para evaluar el MAPE y seleccionar aquella configuración con mejor desempeño. En las Tablas 54 y 55 se muestran los parámetros obtenidos para las redes neuronales con mejor desempeño.

Tabla 54. Configuración de la red neuronal multicapa seleccionada.

Parámetros	Valores
Número de capas ocultas	2
Número de neuronas en la capa oculta	[32, 16]
Función de activación capas ocultas	Unidad lineal rectificadora (ReLU)
Función de activación capa de salida	Lineal
Kernel regularizador	$l_2(0.01)$

Tabla 55. Configuración de la red neuronal monocapa seleccionada

Parámetros	Valores
Número de capas ocultas	2
Función de activación	Lineal
Kernel regularizador	$l_2(0.01, 0.01)$
Kernel inicializador	HeNormal

***Estimación de los parámetros de los modelos basados en random forest.***

Para entrenar modelos RTE se propone un proceso de optimización basado en la teoría bayesiana. La teoría de optimización bayesiana se utiliza para llevar a cabo la optimización



global de funciones multimodales, como modelos basados en sistemas de inteligencia computacional. Un hipermodelo bayesiano representa el comportamiento de los datos y la información cualitativa a través de la distribución de probabilidades (Jimenez Mares et al., 2023).

A continuación, se muestran los parámetros obtenidos para este tipo de modelos como resultado del proceso antes mencionado. En las Tablas 56 y 57 se muestran los parámetros de diseño de los modelos RTE con mejor desempeño en el entrenamiento para los datos de costos UC analizados.

Tabla 56. Configuración del modelo basado en *random forest* seleccionado

TABLE I. <b>Parámetros</b>	TABLE II. <b>Valores</b>
TABLE III. <b>Número de estimadores</b>	TABLE IV. <b>300</b>
TABLE V. <b>Max_depth</b>	TABLE VI. <b>20</b>

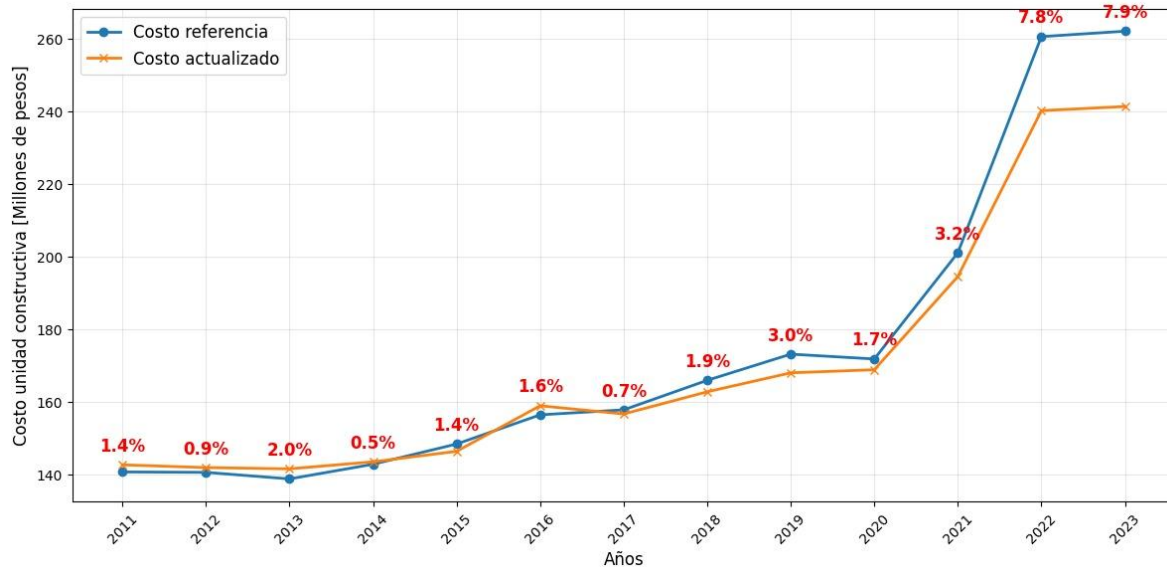
Tabla 57. Configuración del modelo XGBRegressor (árbol de decisión) seleccionado

TABLE VII. <b>Parámetros</b>	TABLE VIII. <b>Valores</b>
TABLE IX. <b>Número de estimadores</b>	TABLE X. <b>500</b>
TABLE XI. <b>Max_depth</b>	TABLE XII. <b>4</b>
TABLE XIII. <b>Learning rate</b>	TABLE XIV. <b>0.01</b>
TABLE XV. <b>Tree method</b>	TABLE XVI. <b>Hist</b>
TABLE XVII. <b>reg_alpha</b>	TABLE XVIII. <b>0.01</b>
TABLE XIX. <b>reg_lambda</b>	TABLE XX. <b>0.1</b>
TABLE XXI. <b>gamma</b>	TABLE XXII. <b>0.05</b>

**Resultados de los modelos de actualización de los costos de las unidades constructivas**

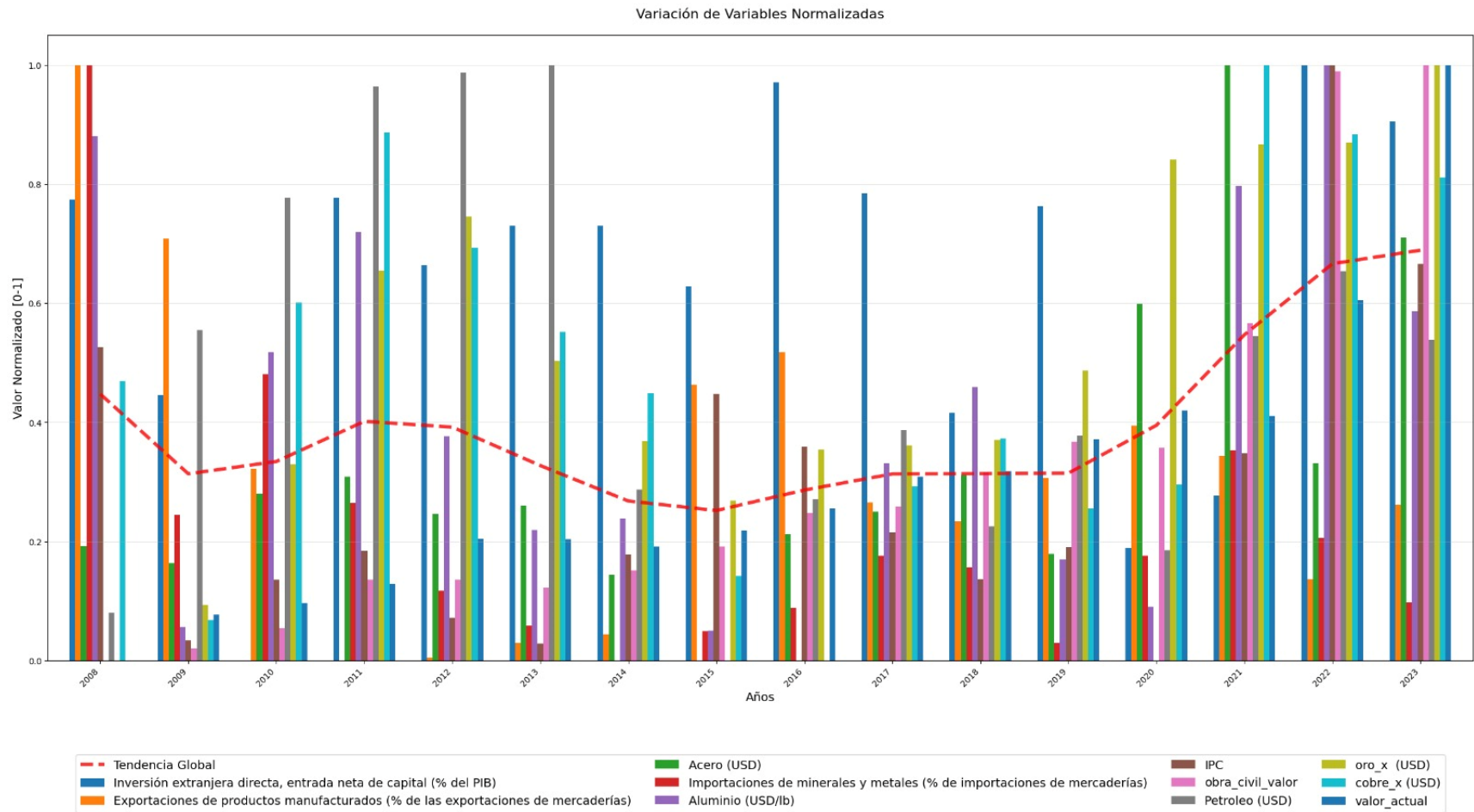
Como resultado de la implementación de la metodología mostrada en la Imagen 18 para la totalidad de las UC objeto de estudio, se logró alcanzar una MAPE igual a 4.18%. En la Imagen 35 se muestra el error obtenido en una UC por cada año analizado. En ella se evidencia un máximo error de 3.4% y un mínimo error de 0.1%, lo cual permite concluir que la metodología propuesta brinda la posibilidad de ensamblar modelos para la estimación de los costos de las UCs con niveles de confianza adecuados.

Imagen 34. Resultados del proceso de entrenamiento de los modelos obtenidos para la actualización de costos de la UC



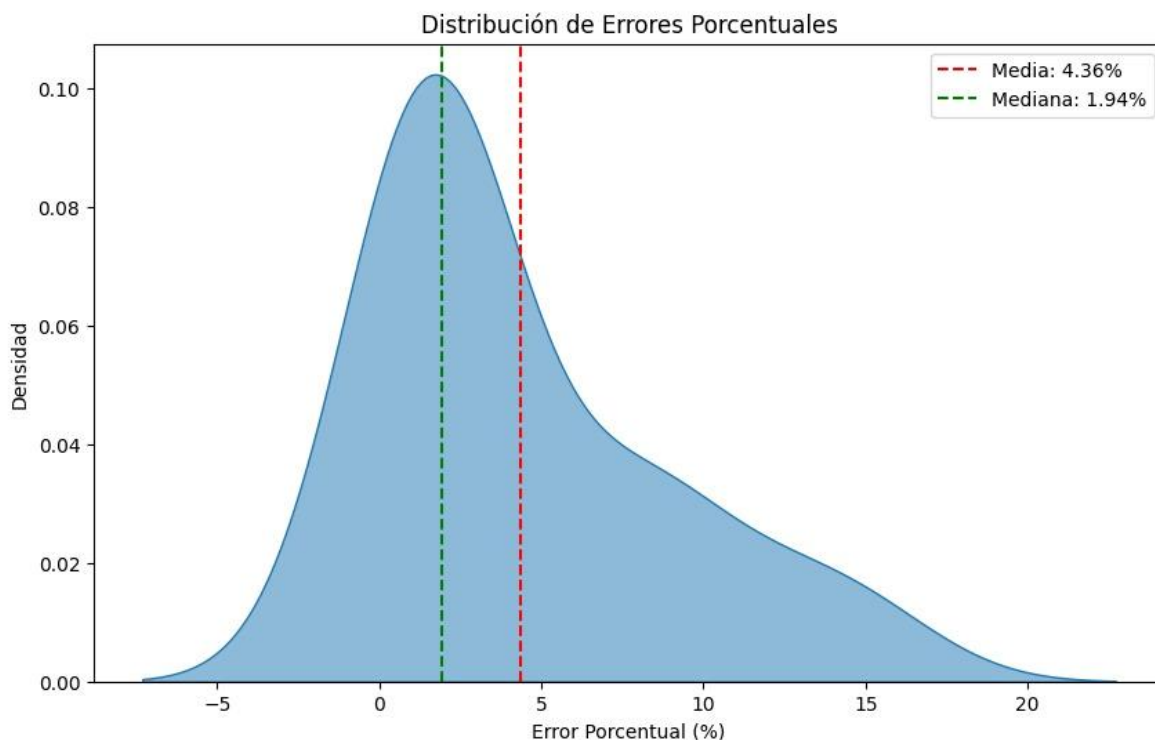
Adicionalmente, los resultados mostrados en la Imagen 35 evidencian efectos como la pandemia y otras situaciones exógenas como conflictos armados a nivel mundial, que posiblemente afectan el desempeño del modelo, el cual sufrió un detrimento en los niveles de error a partir del año 2020; sin embargo, se observa la flexibilidad y capacidad para seguir la tendencia creciente de los costos de las UC ocasionado por el aumento de los costos de la logística de transporte. Estos resultados muestran que a pesar de verse afectado por factores externos que no son inherentes a los datos el modelo se mantuvo estable en su comportamiento general.

Imagen 35. Comportamiento de las variables macroeconómicas seleccionadas para los años 2011 – 2022.



En la Imagen 36 se muestran las variables macroeconómicas seleccionadas a través de la metodología propuesta. En esta gráfica es posible evidenciar un incremento en los valores de estas variables explicativas en los últimos tres años, lo cual permite sustentar el aumento de los costos de las UC analizadas.

Imagen 36. Función de densidad de probabilidad de los errores obtenidos durante el proceso de entrenamiento de los modelos para la actualización de costos de la UC.

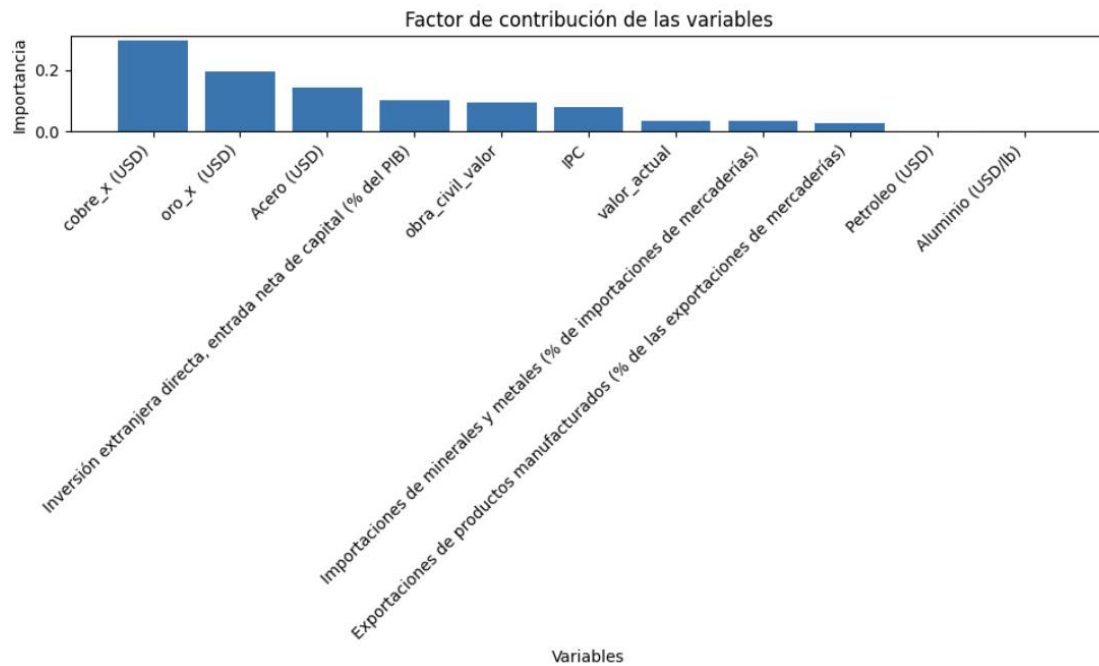
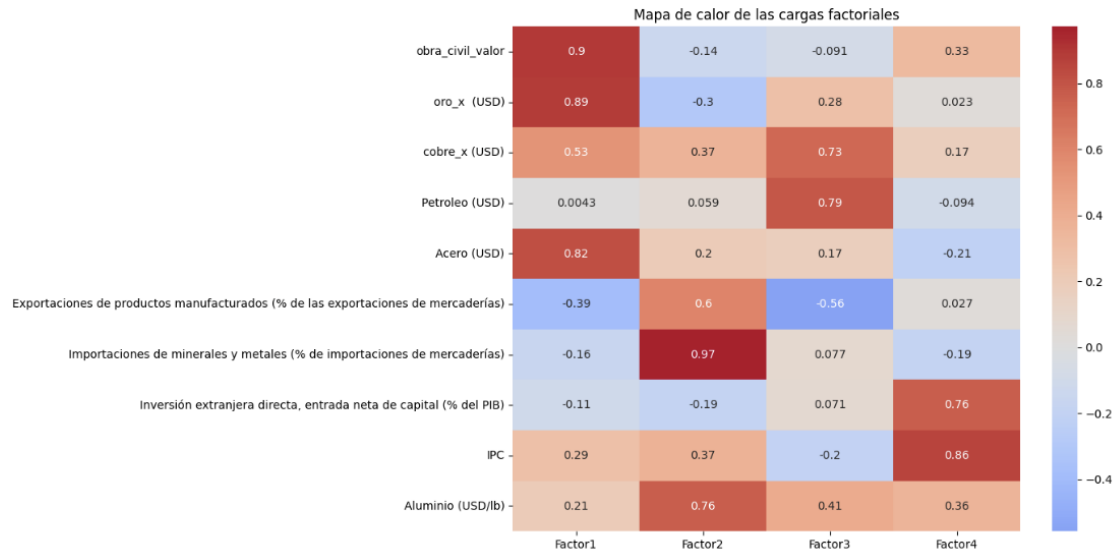


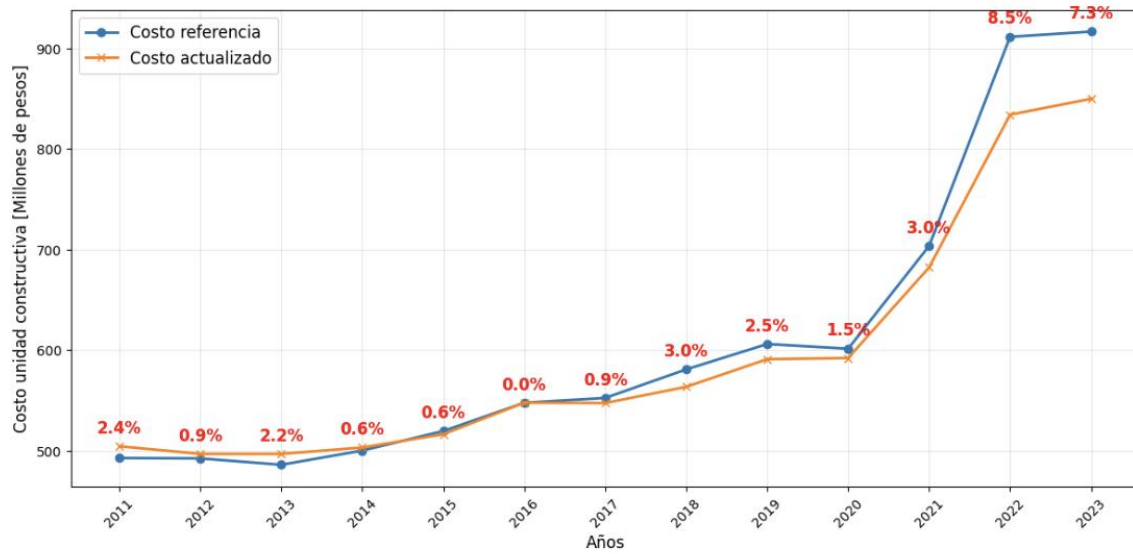
En la Imagen 37 se muestra la función de distribución de probabilidad de los errores obtenidos durante el proceso de entrenamiento para los modelos de actualización de los costos de las unidades constructivas. En la gráfica se evidencia que el error se ajusta a una distribución bimodal con una media de 4.18% y una mediana de 3.10%, lo cual, evidencia la pertinencia en el desempeño de los modelos.

Los resultados mostrados en las Imágenes 29,30 y 31 son una muestra aplicada a una UC, la cual sirve de referencia para el análisis general del comportamiento de los modelos obtenidos. Este ejercicio se realizó para cada una de las UC definidas en el alcance del presente proyecto.

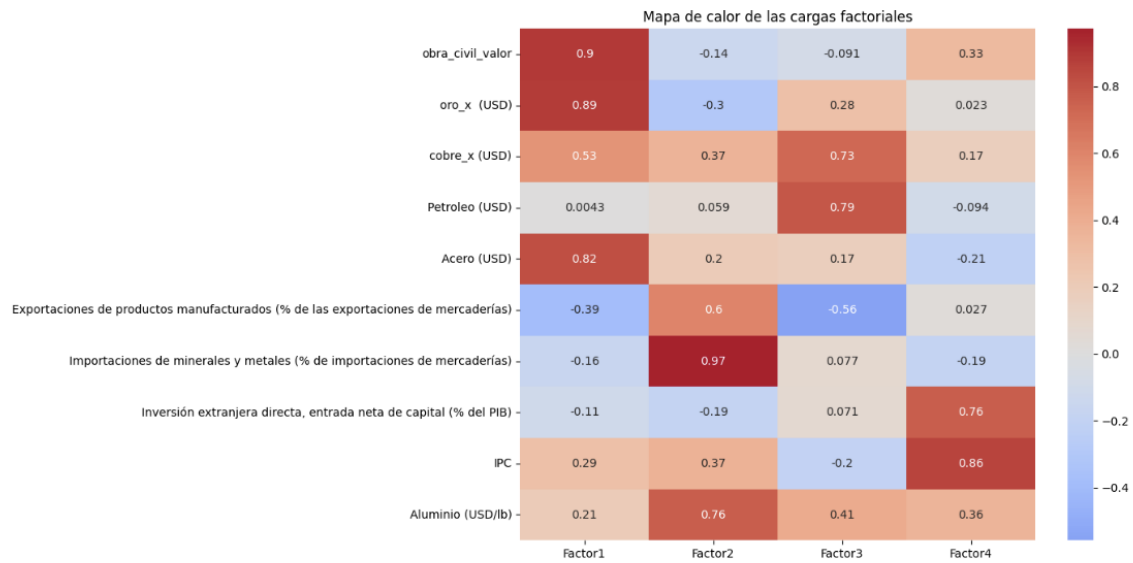
En desarrollo, se anexan los análisis y resultados de 10 Unidades Constructivas:

## • N5L1

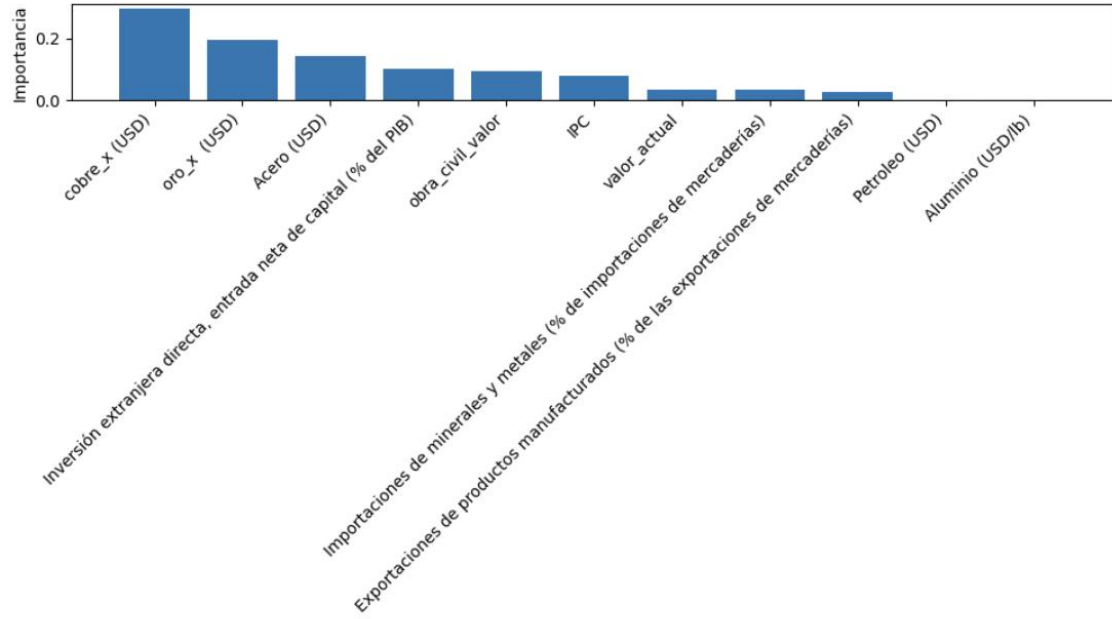




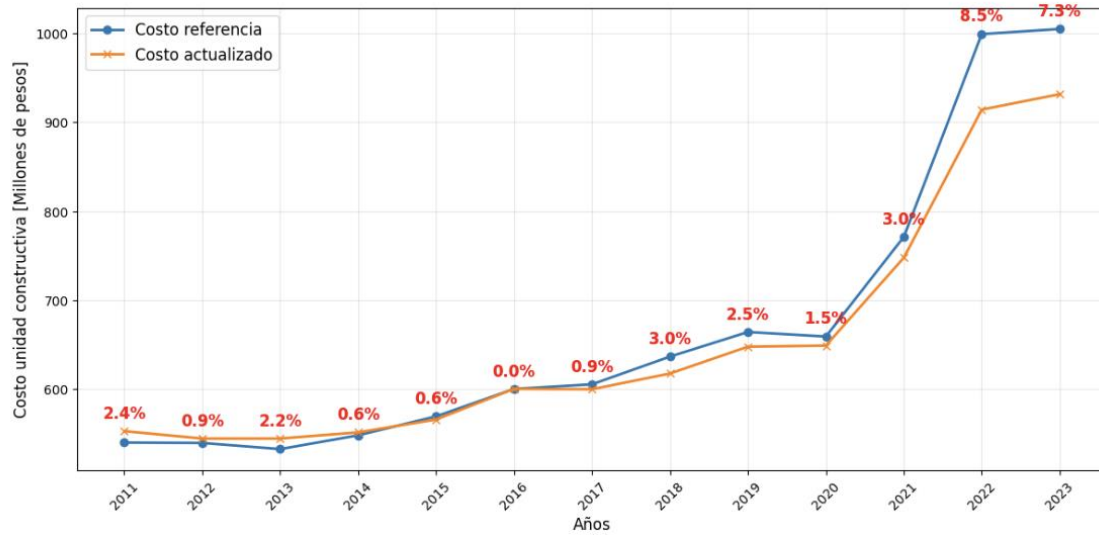
### • N5L2



Factor de contribución de las variables

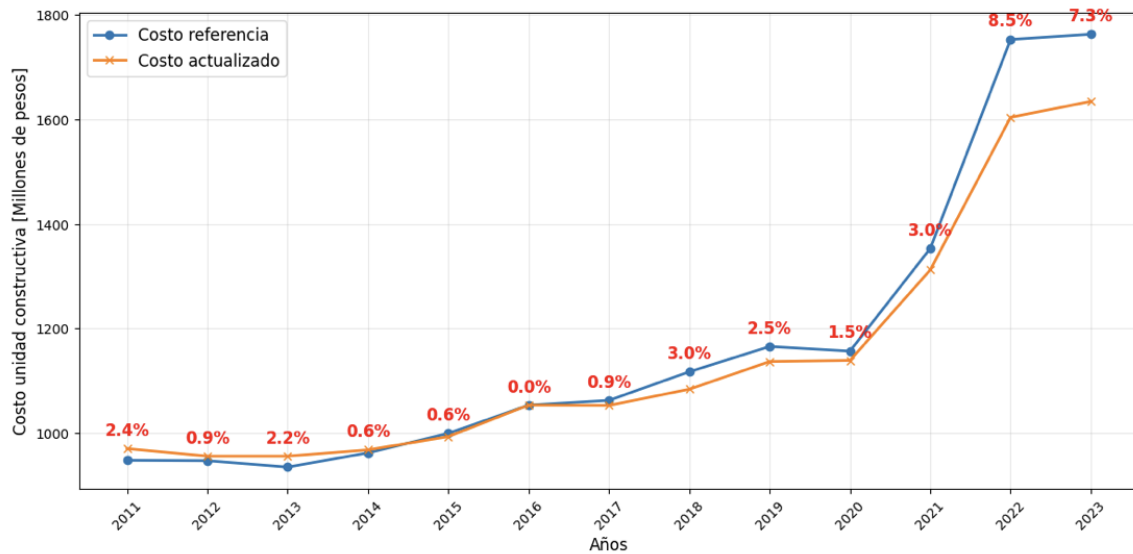
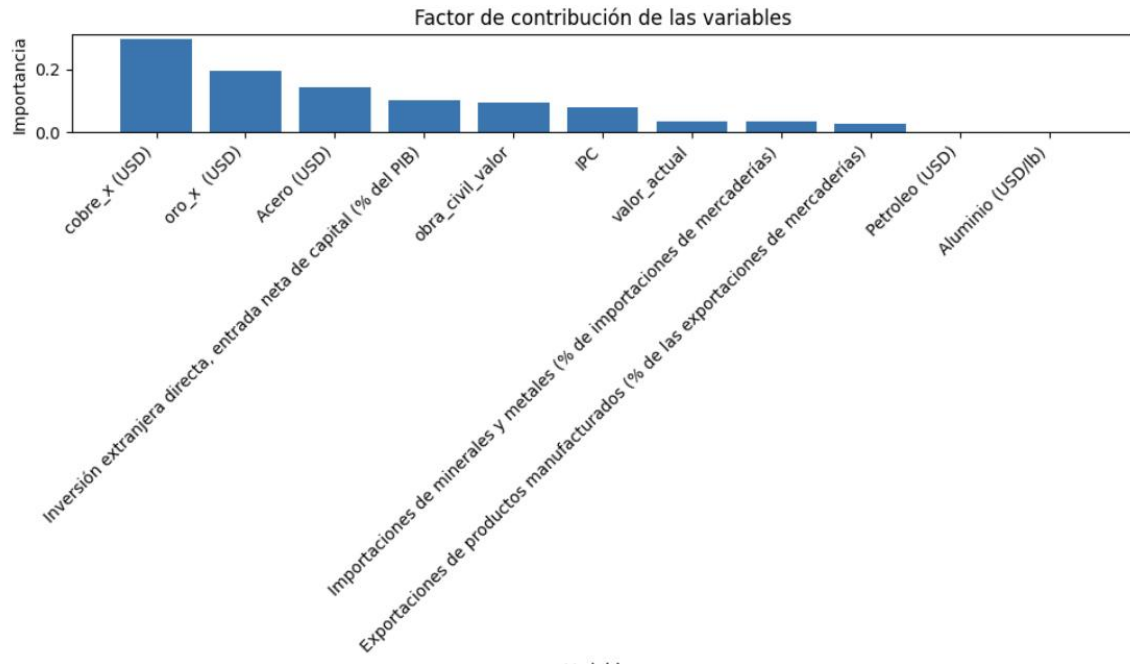


Variables

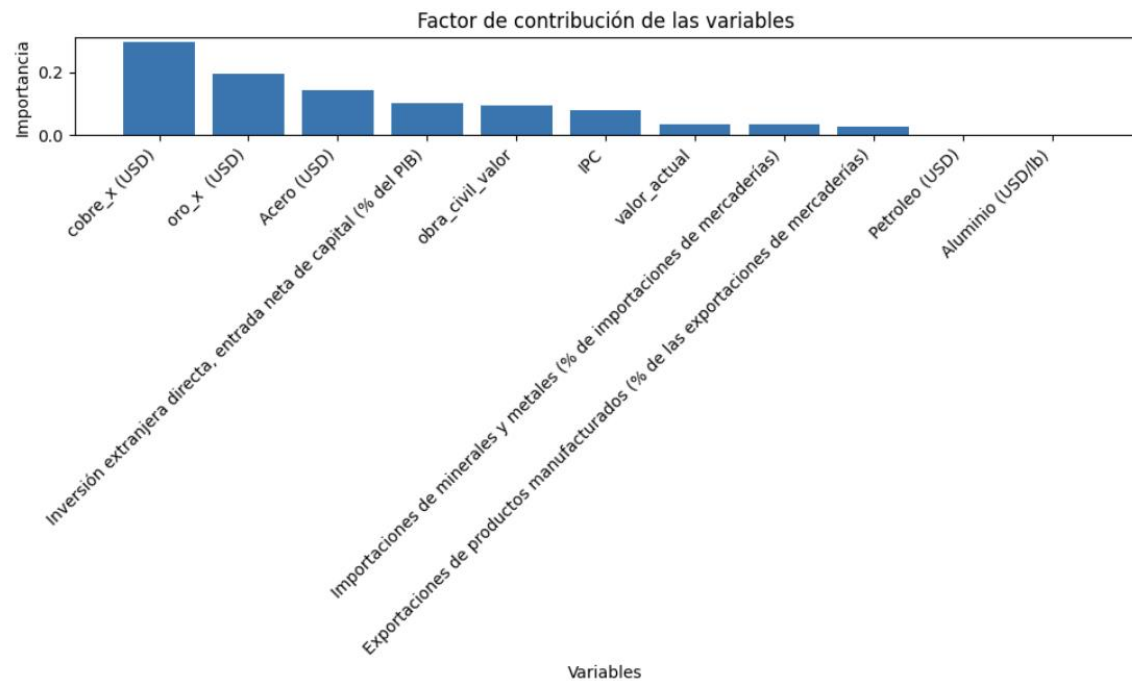
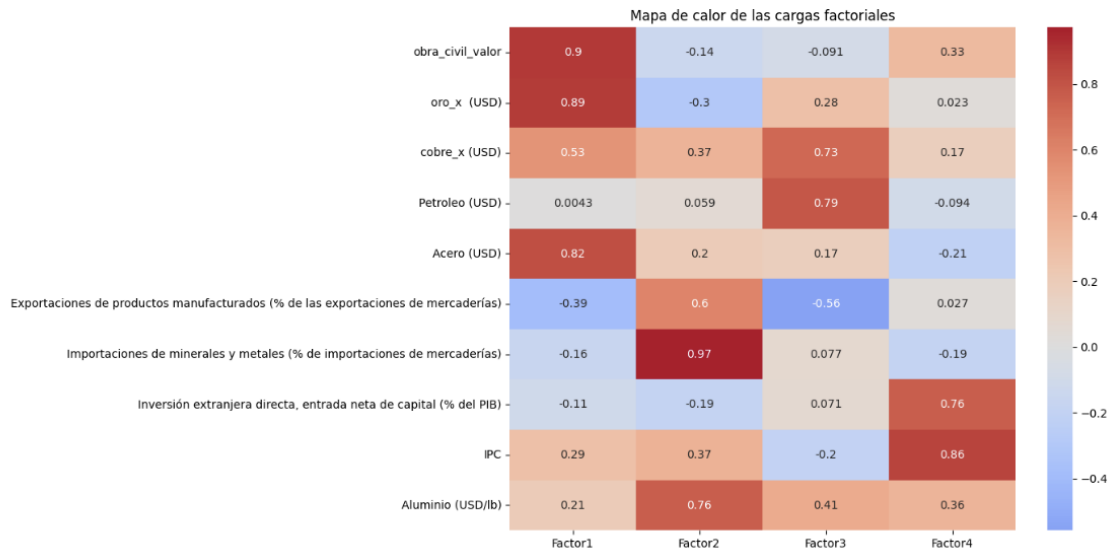


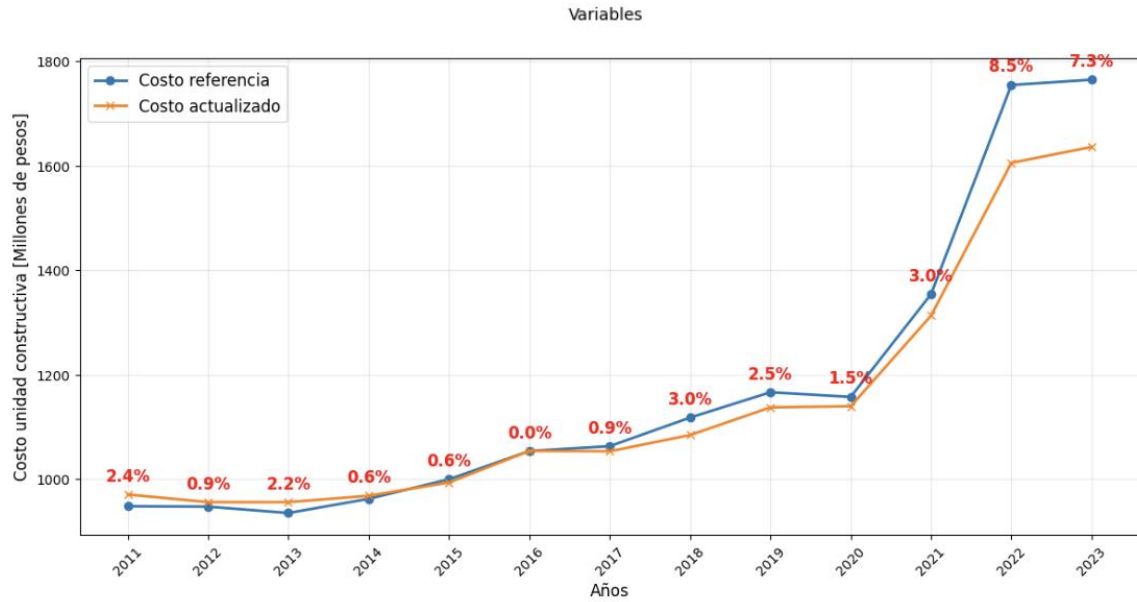


### • N5L49

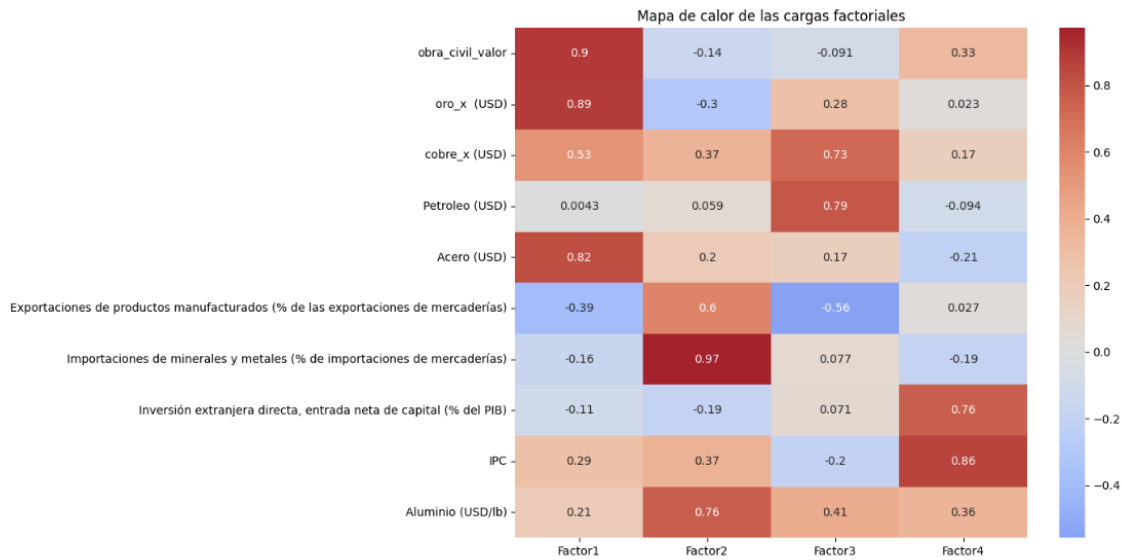


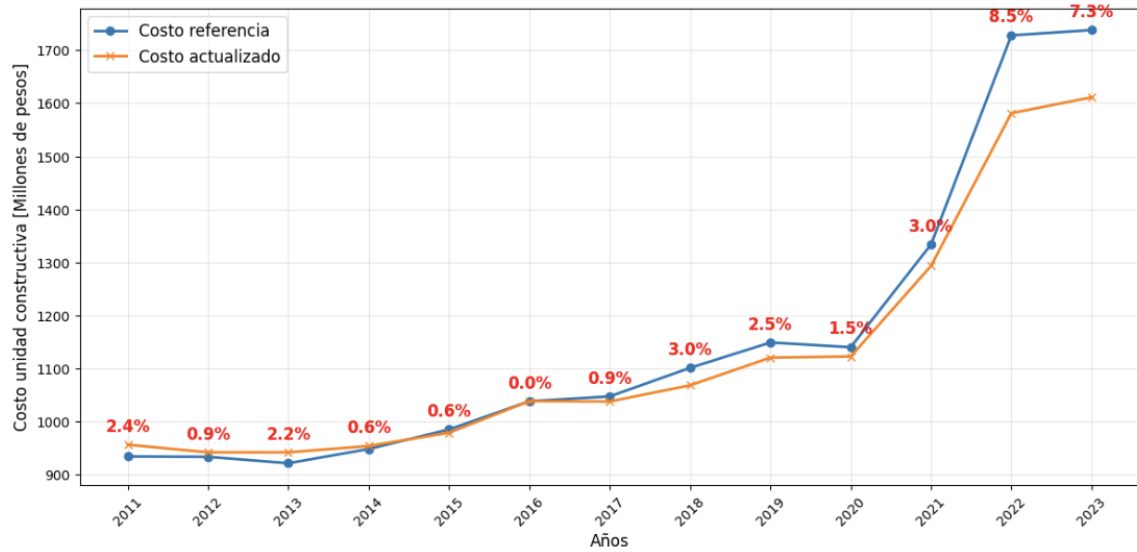
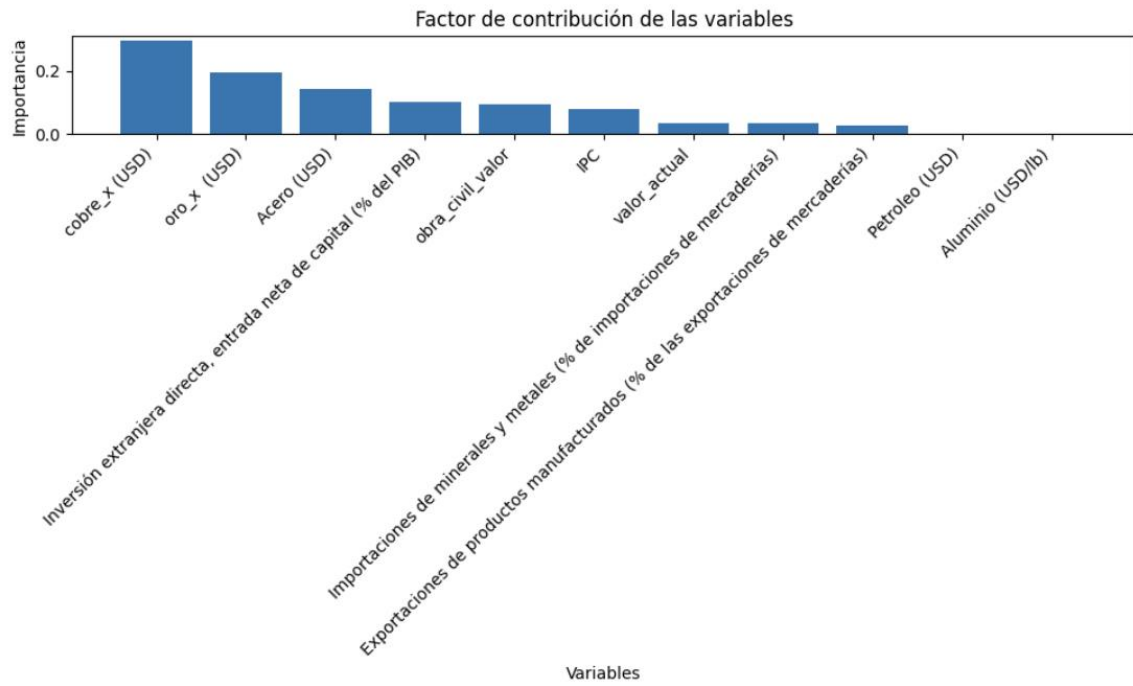
## • N5L50



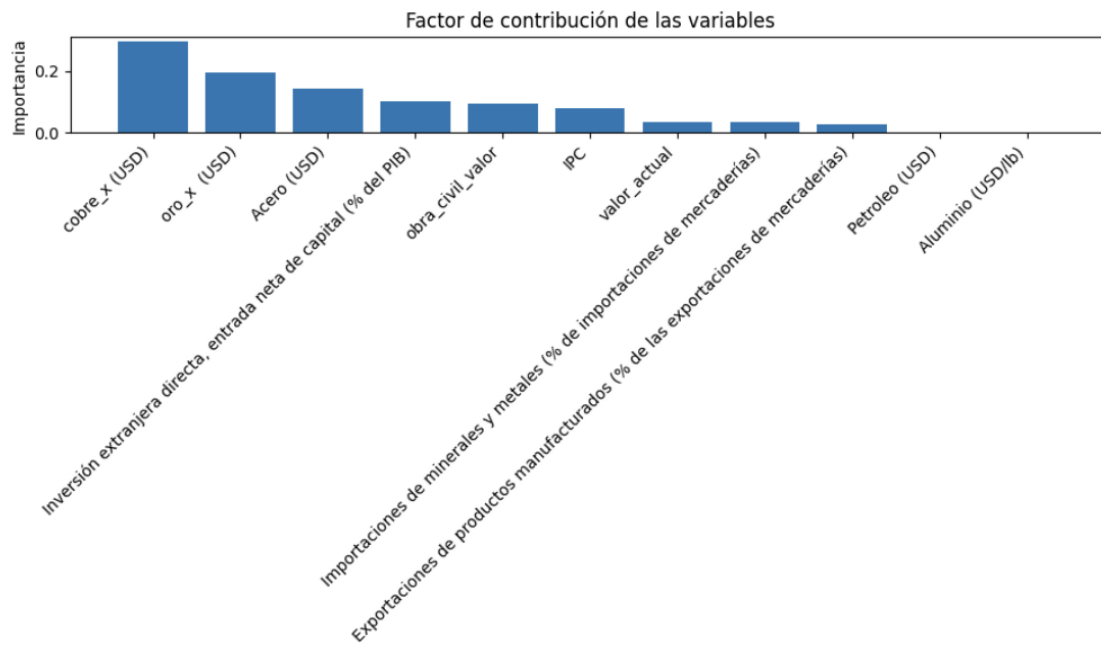
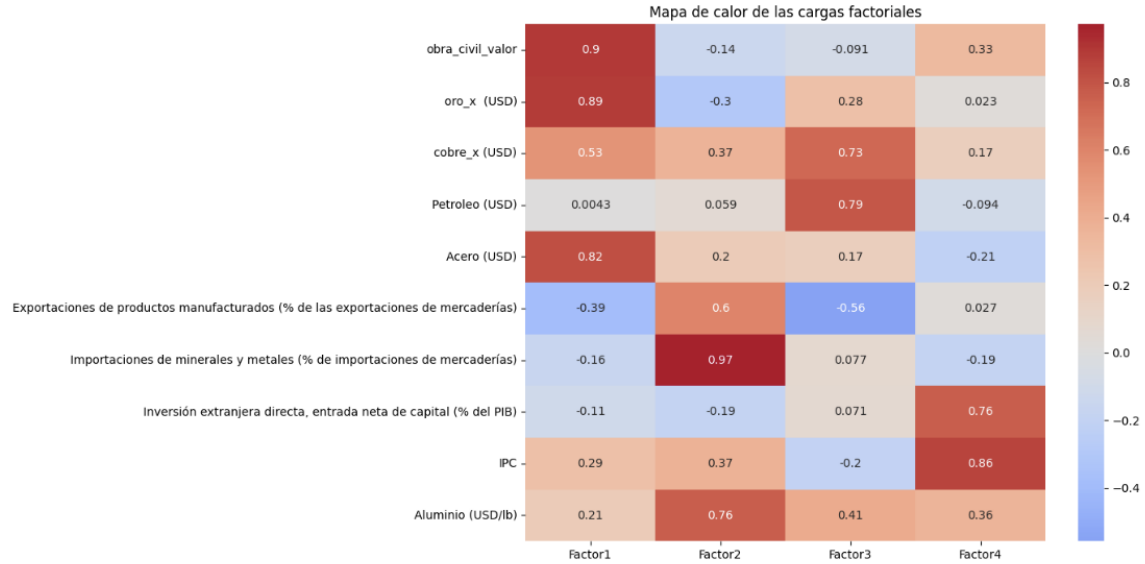


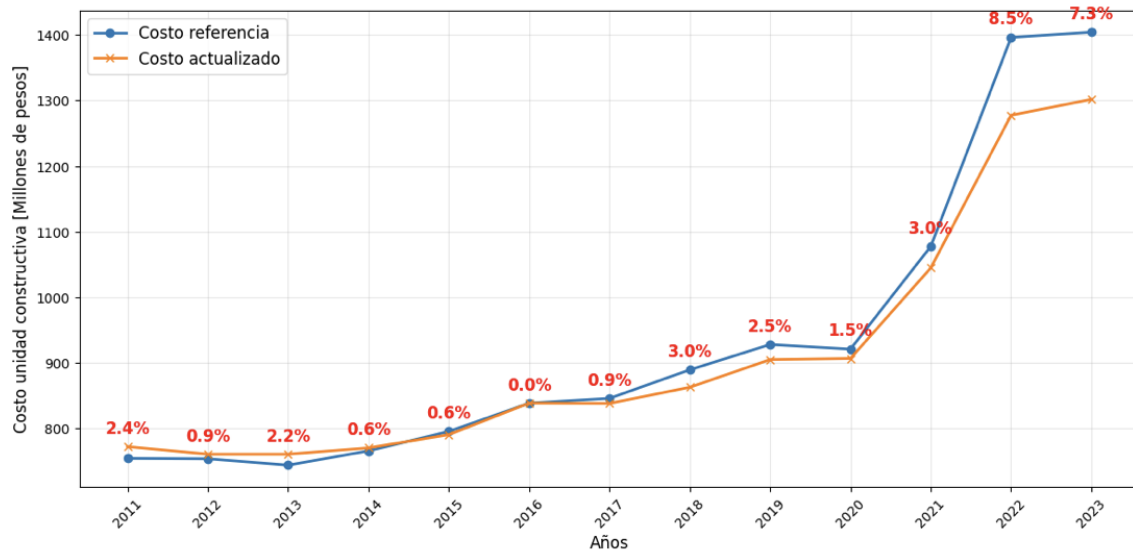
- N5L52**



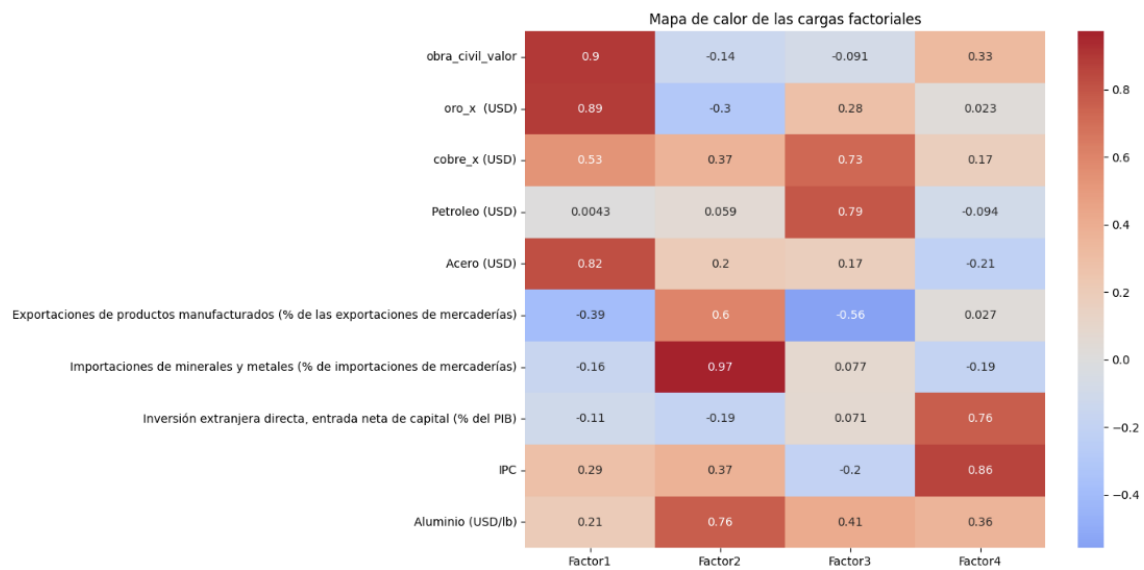


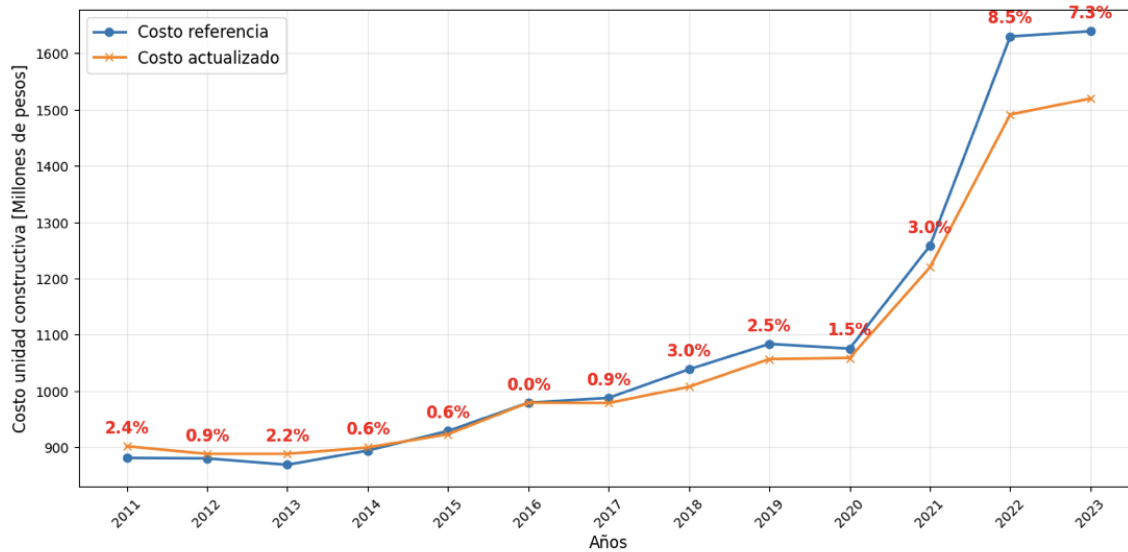
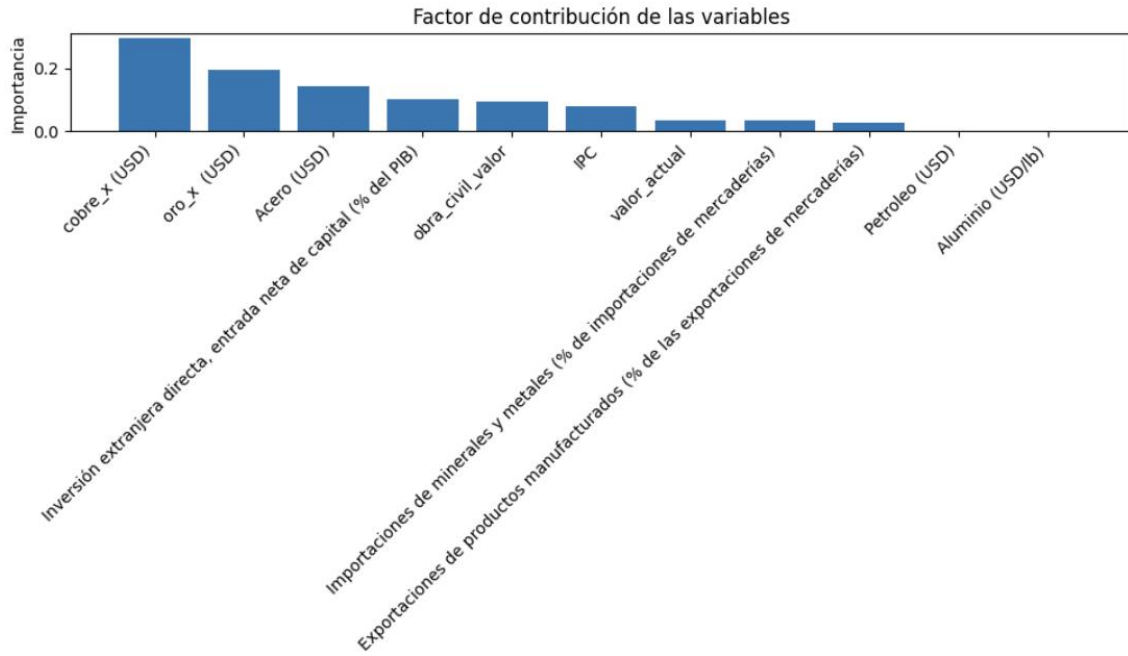
- N5L7**



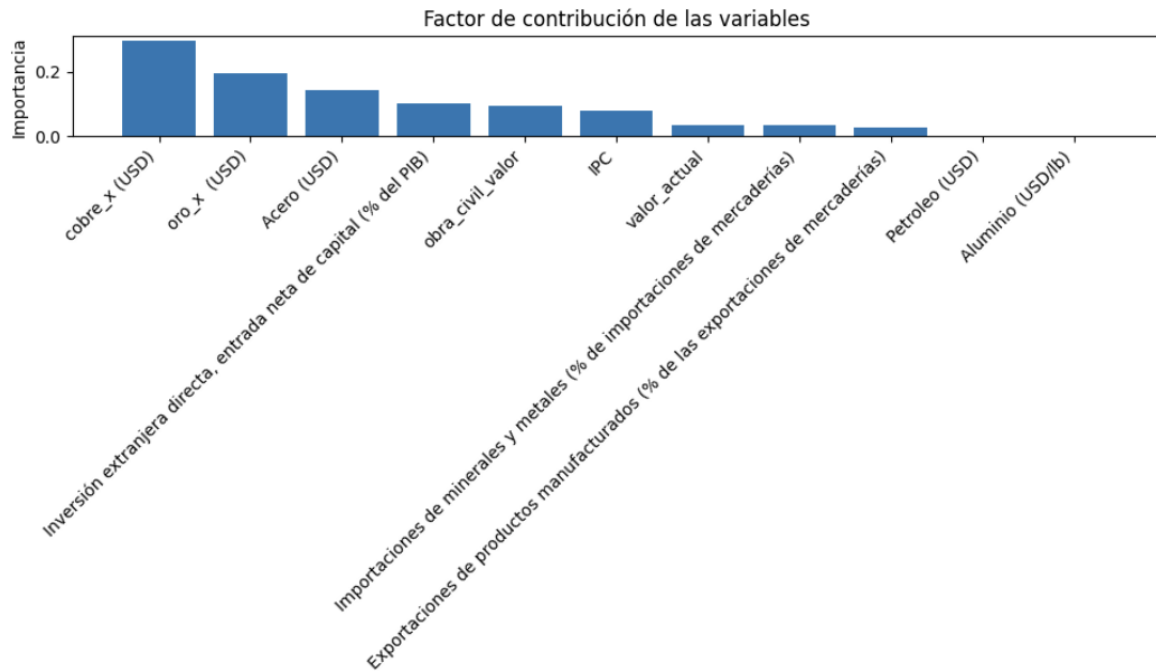
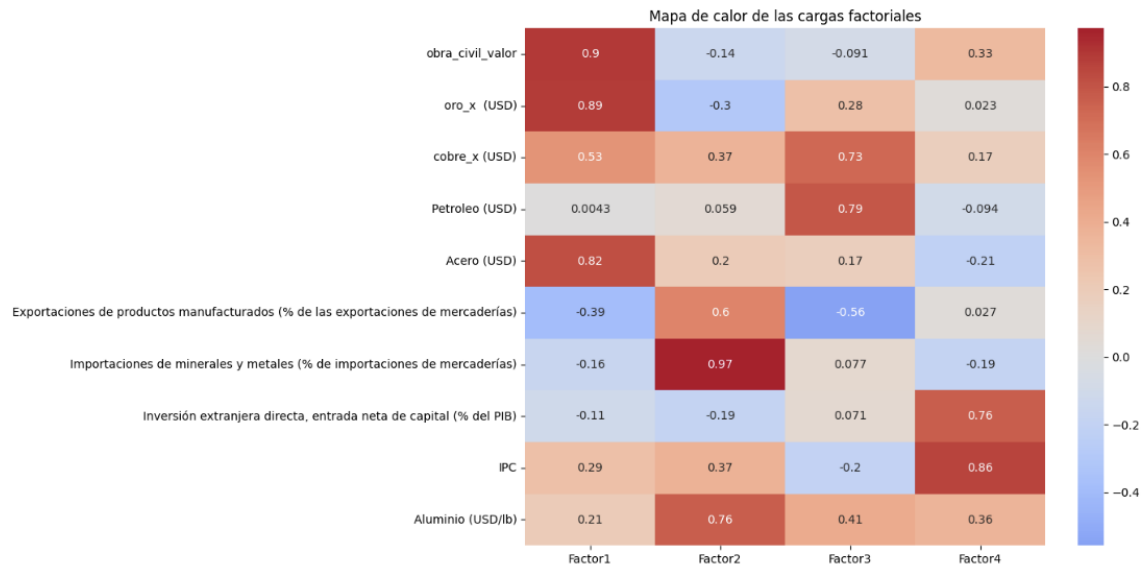


### • N5L8

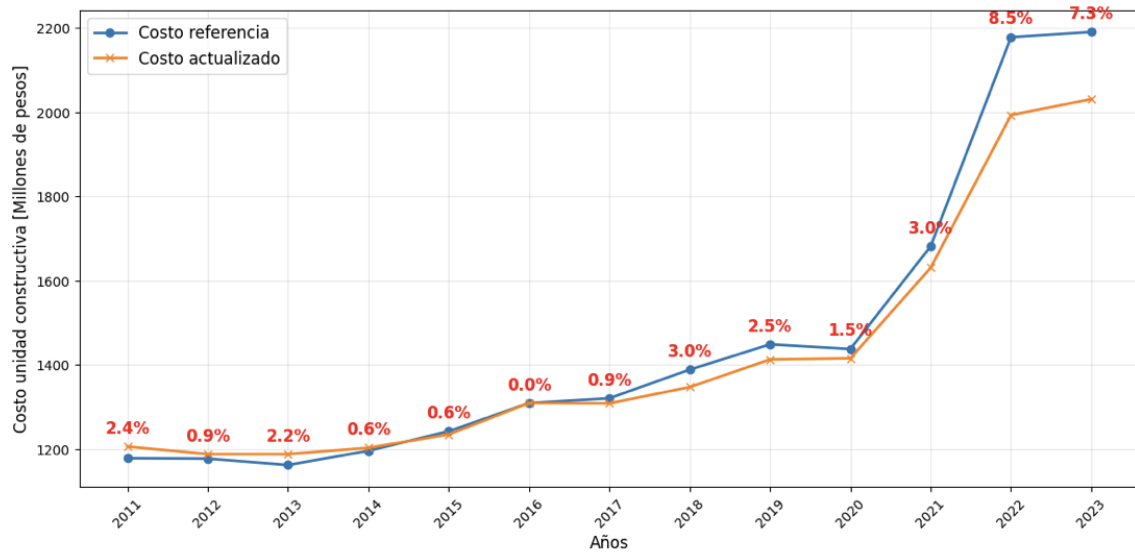




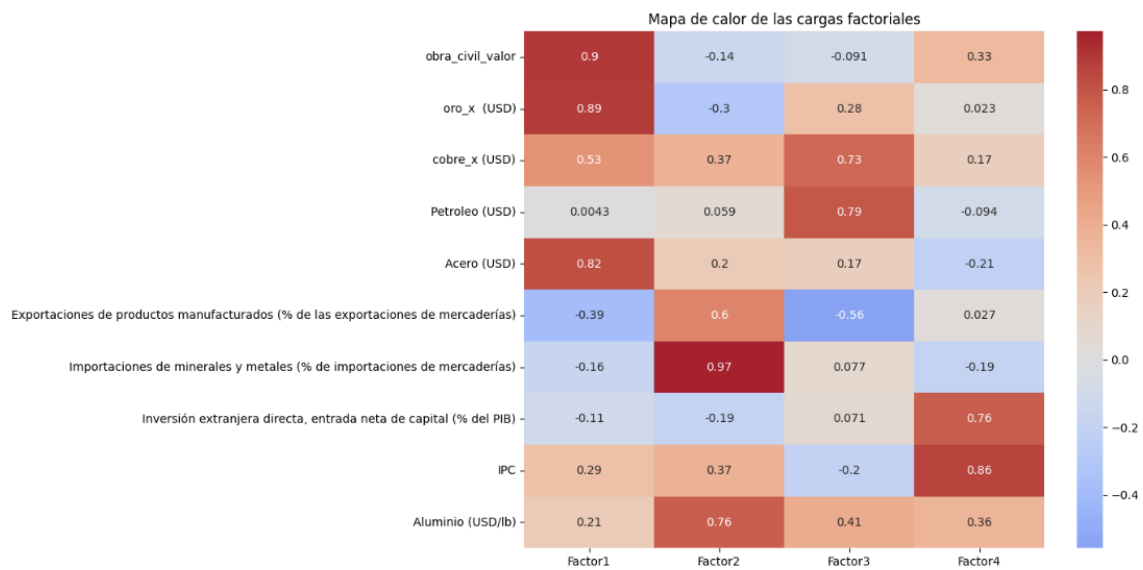
## • N5S11

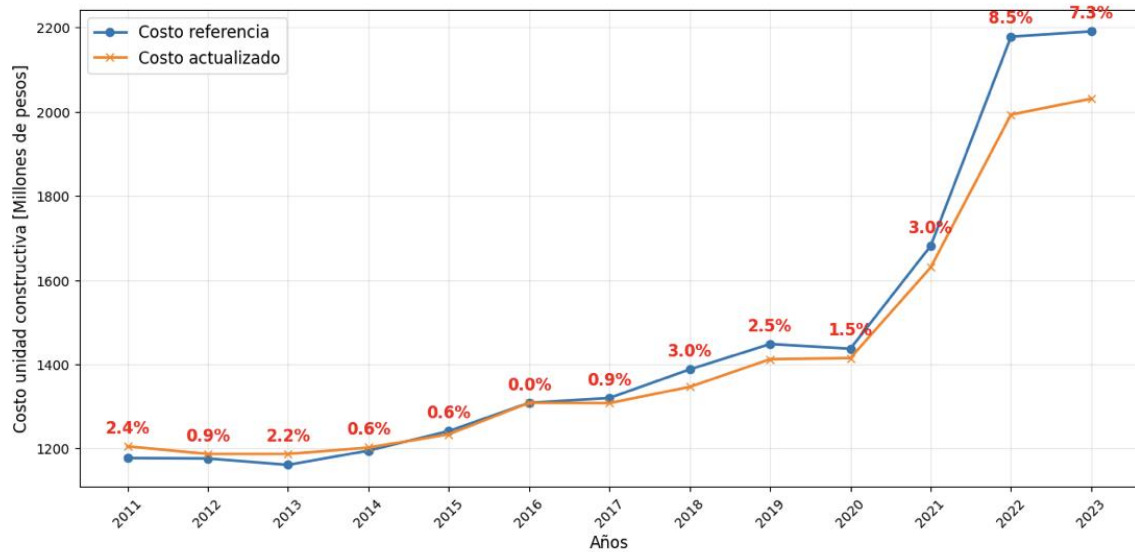
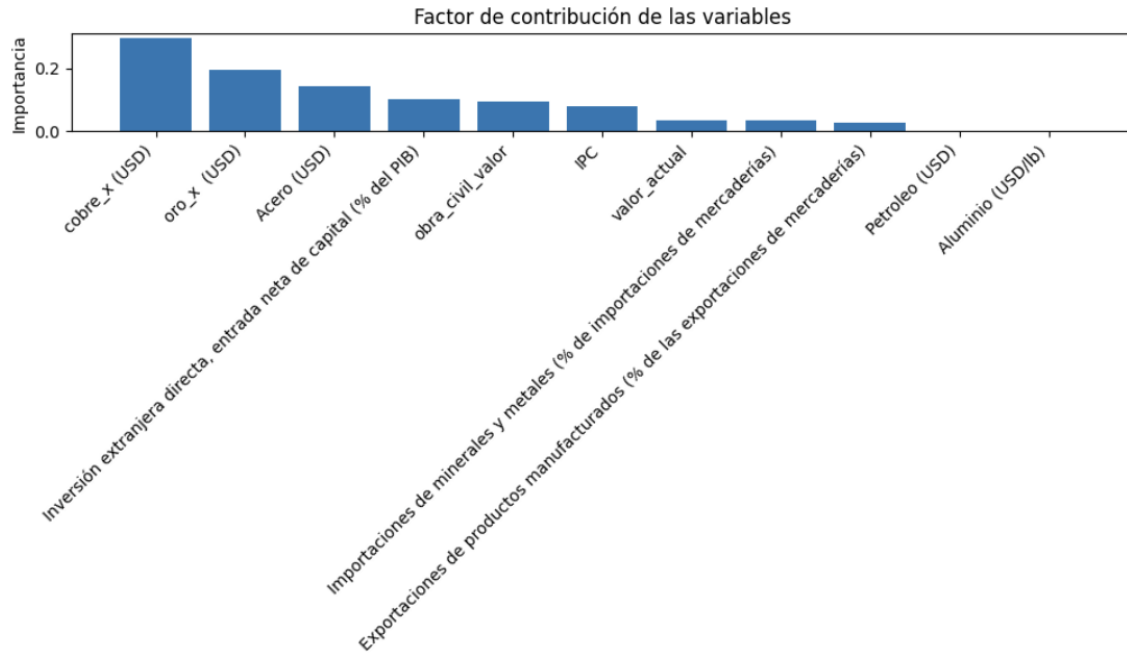




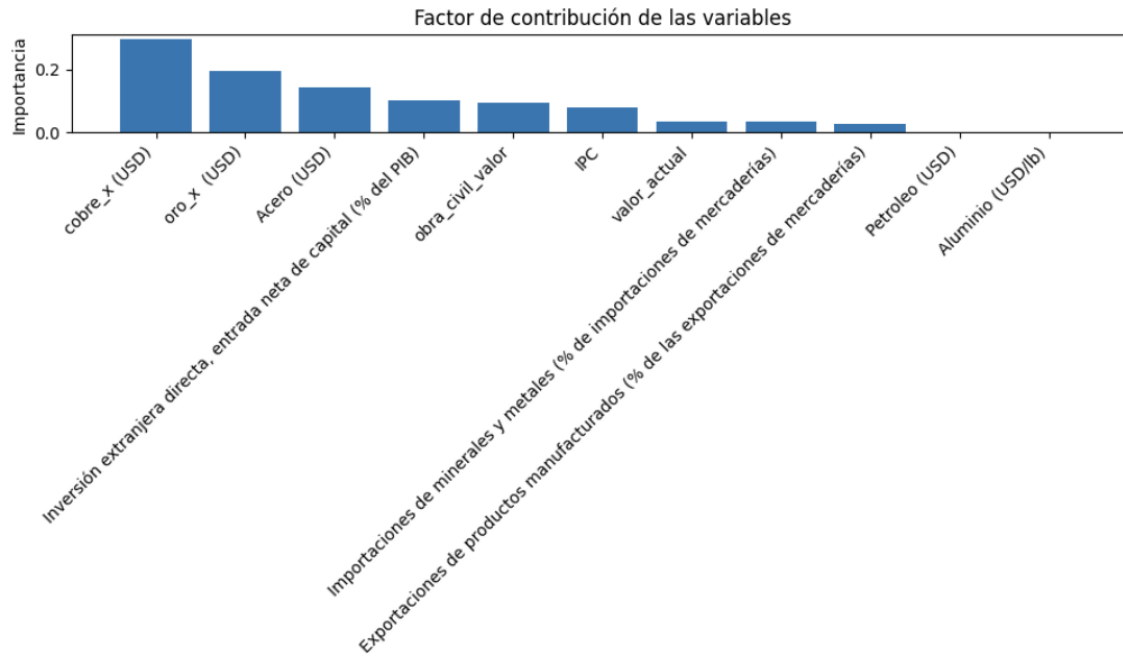
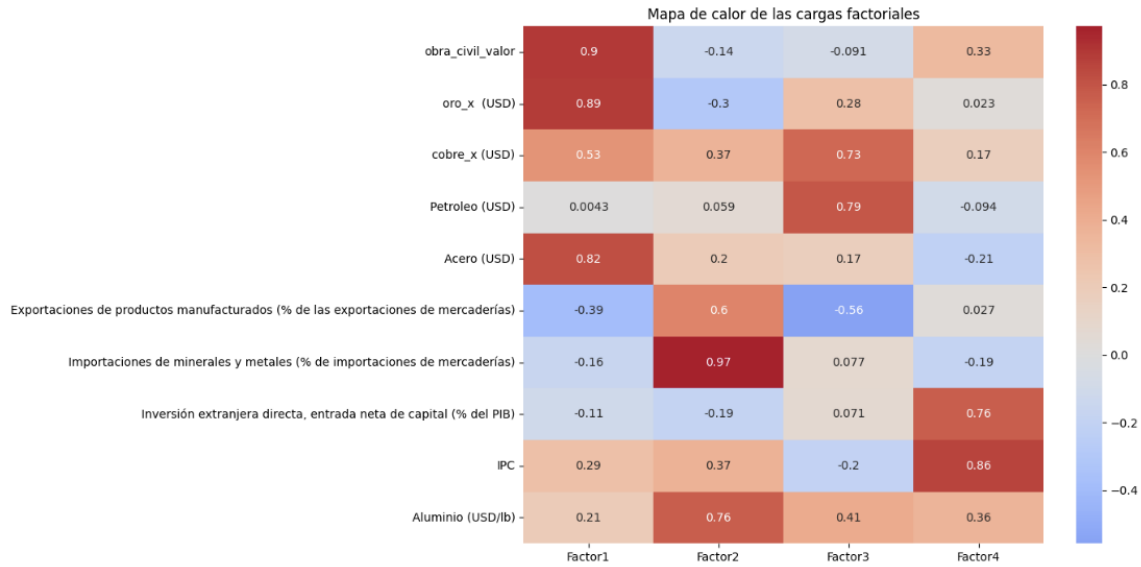


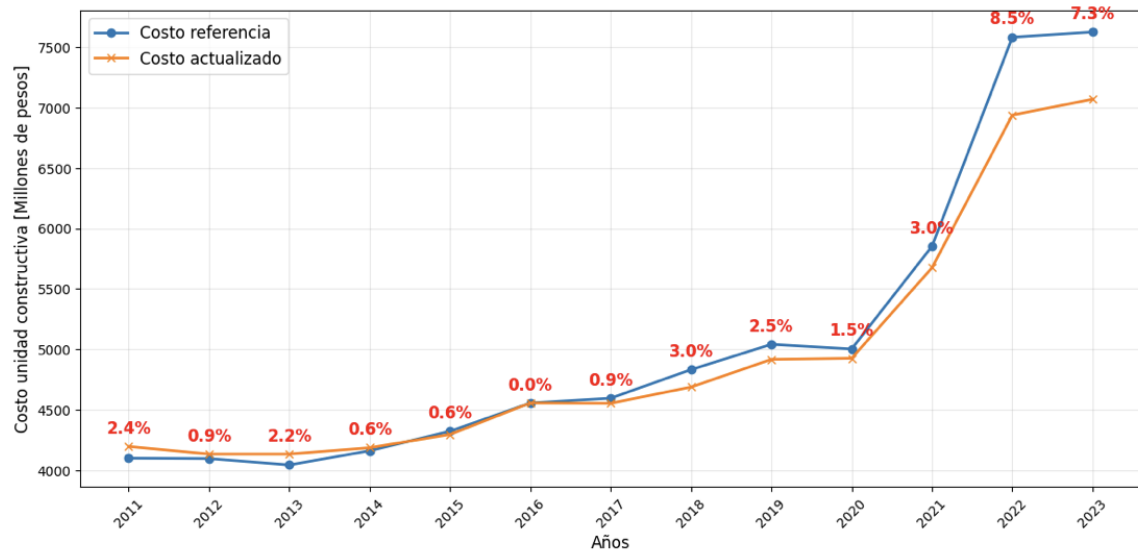
### • N5S12



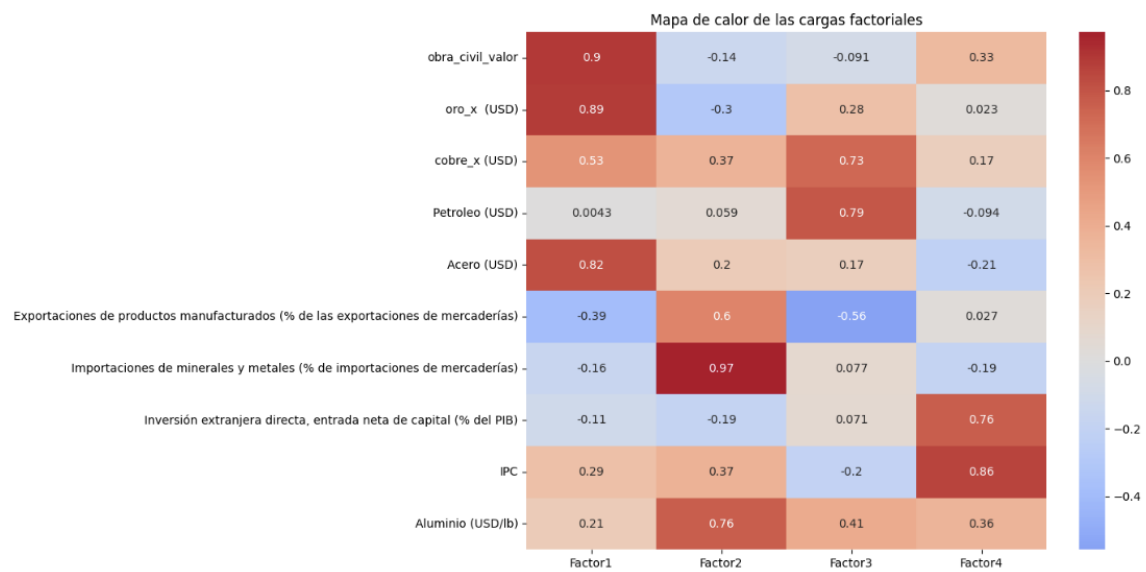


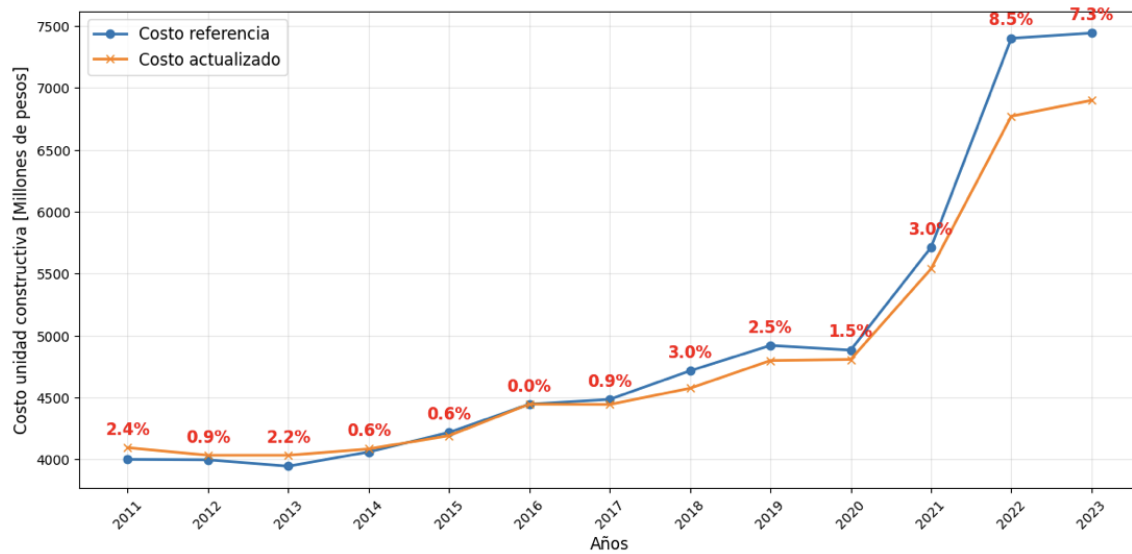
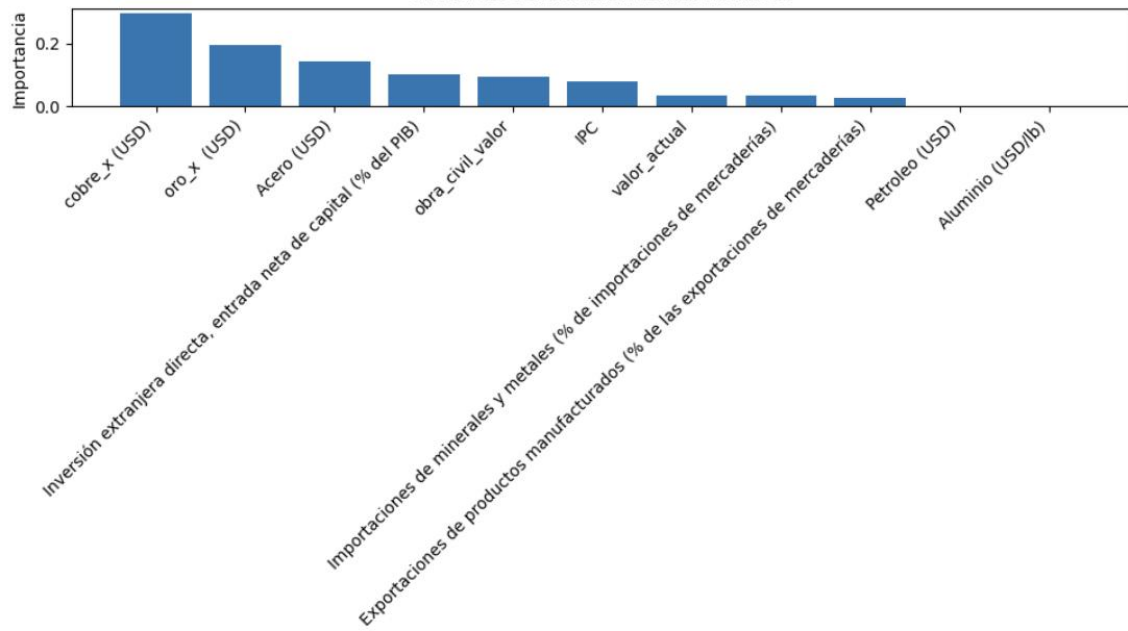
## • N5S15



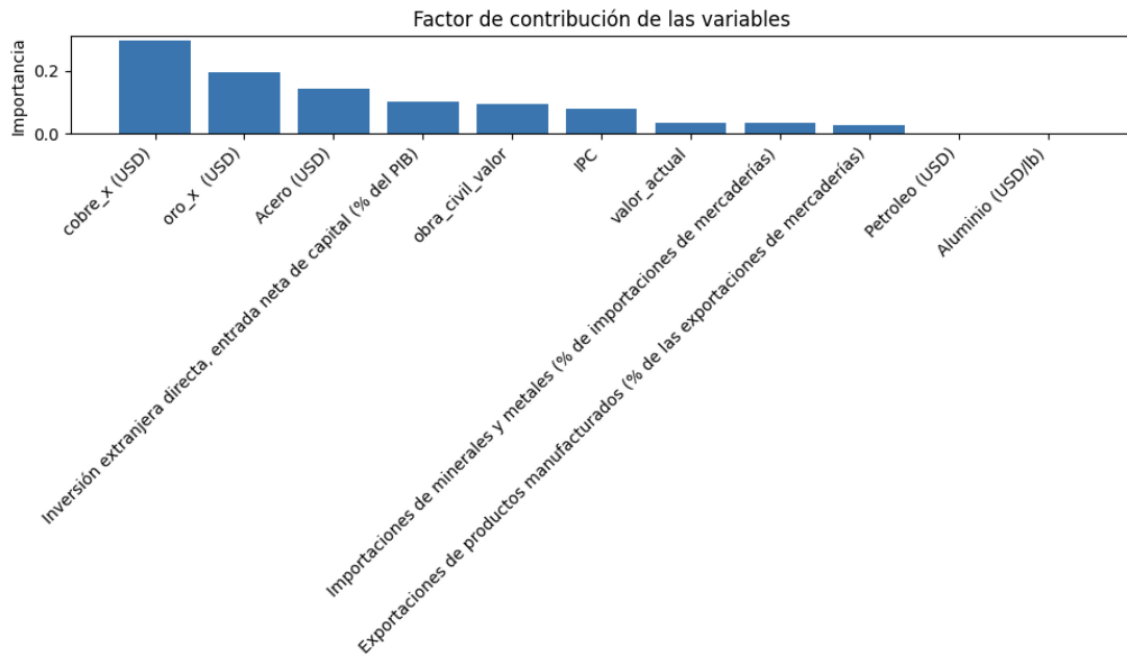
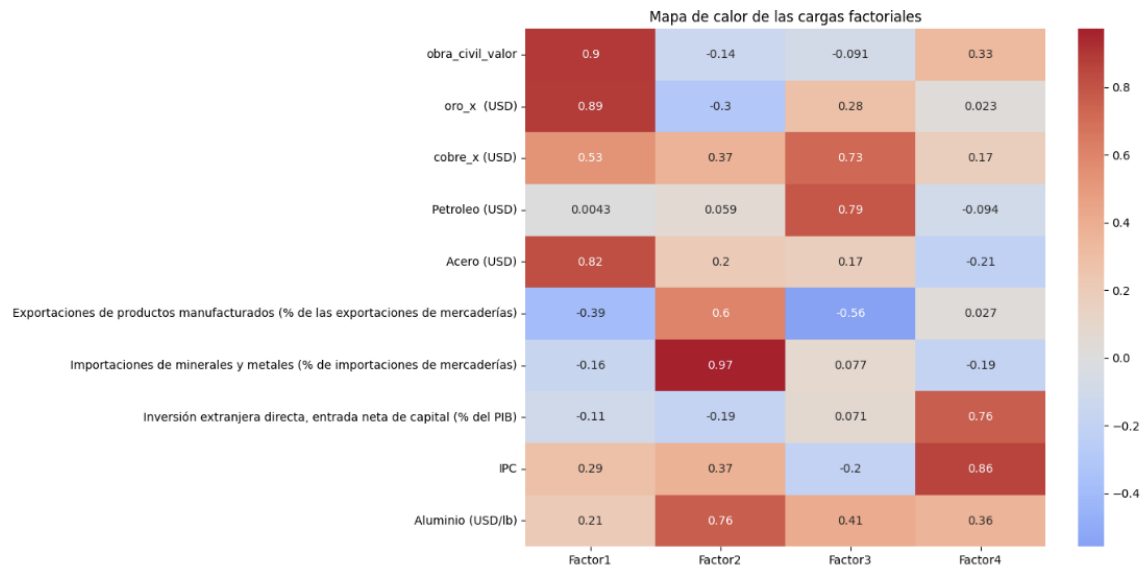


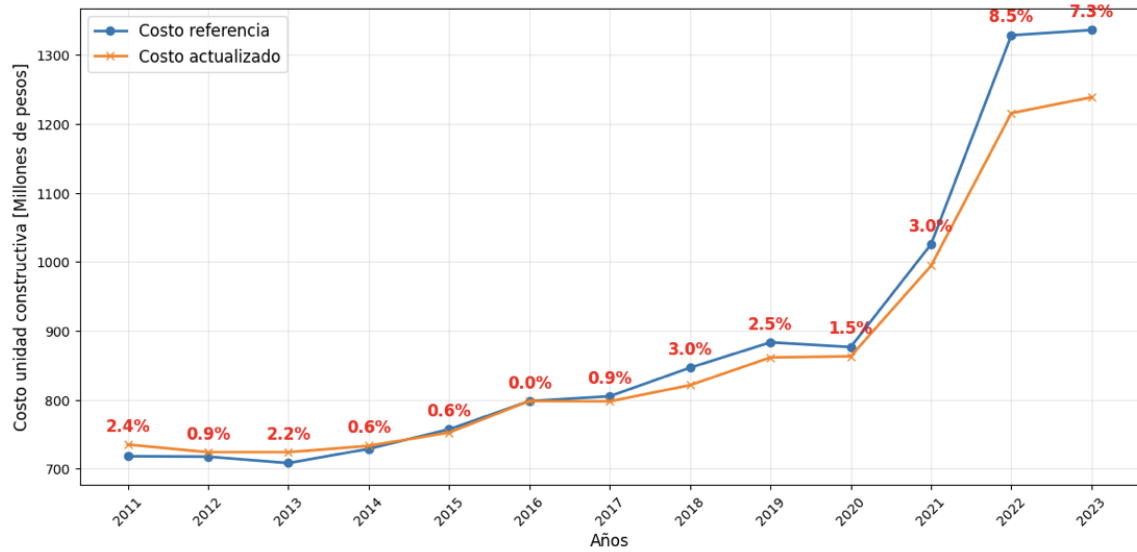
### • N5S16



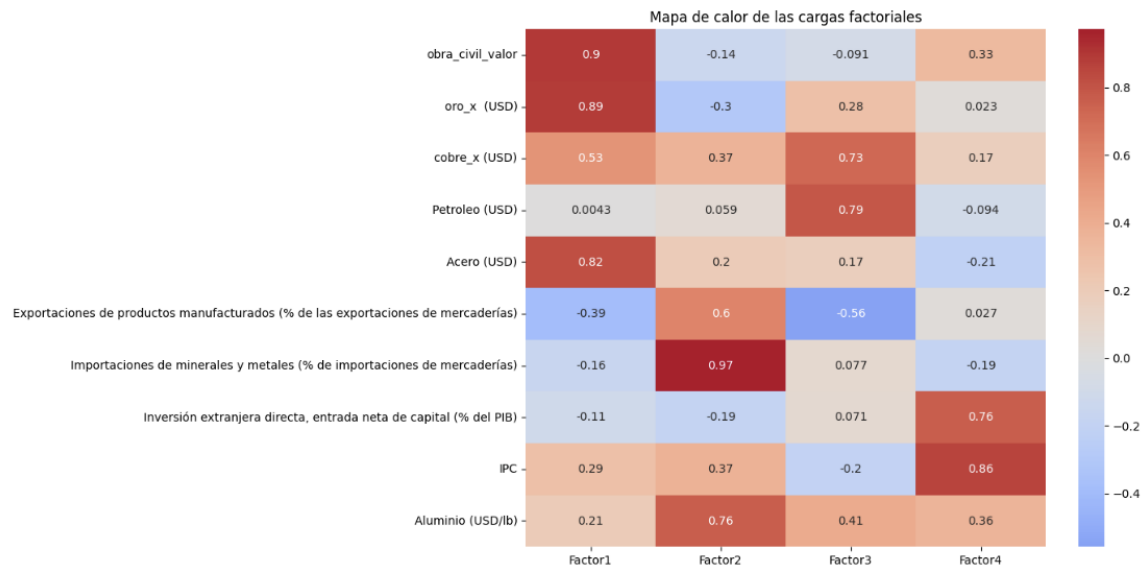


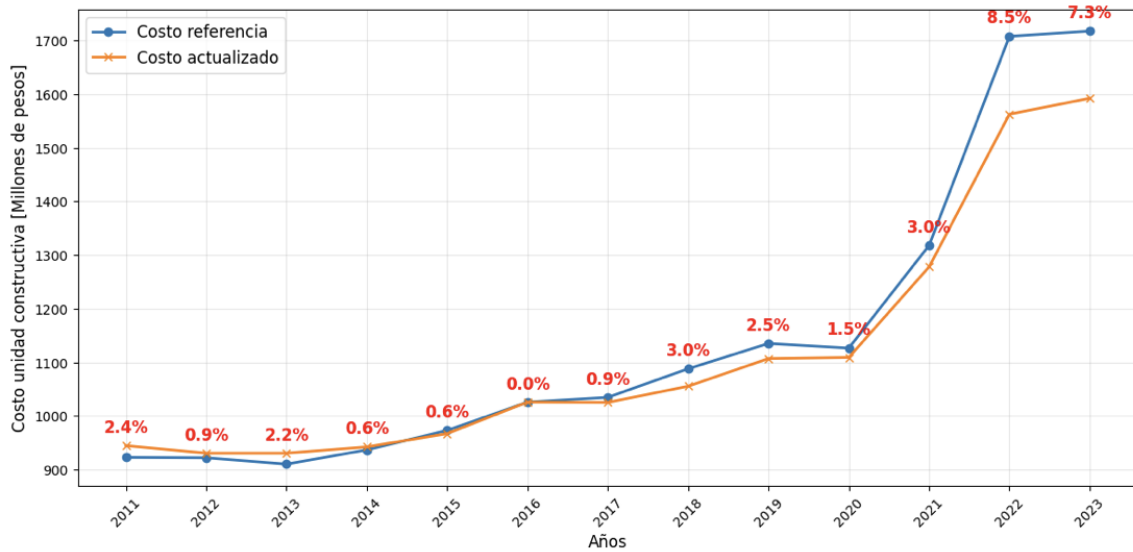
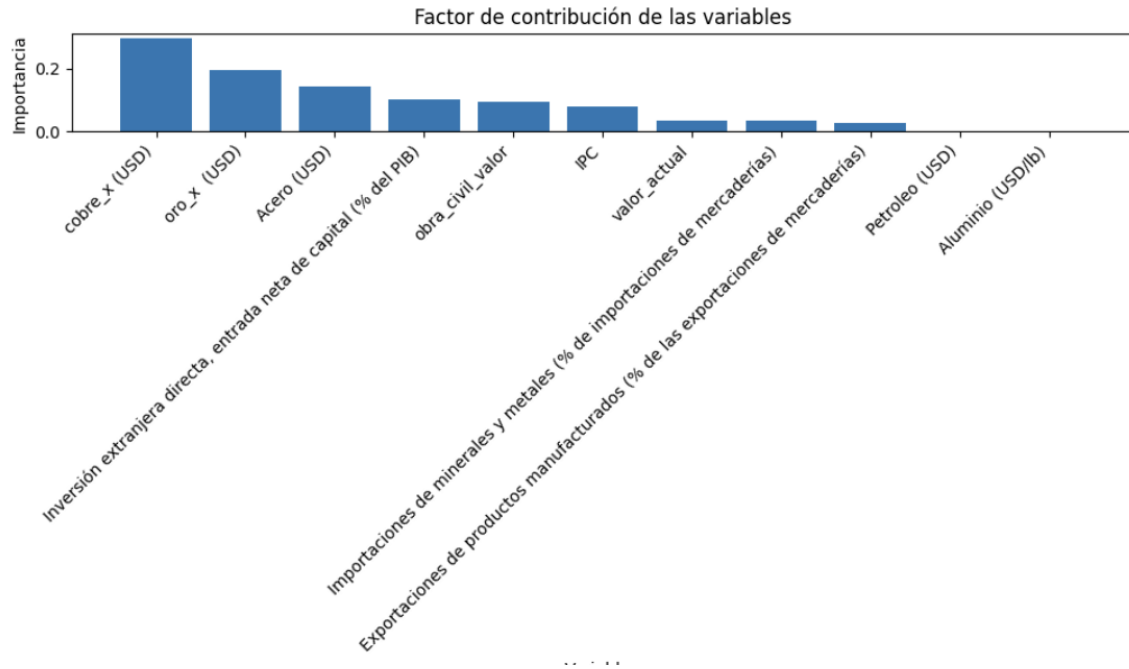
## • N5S19





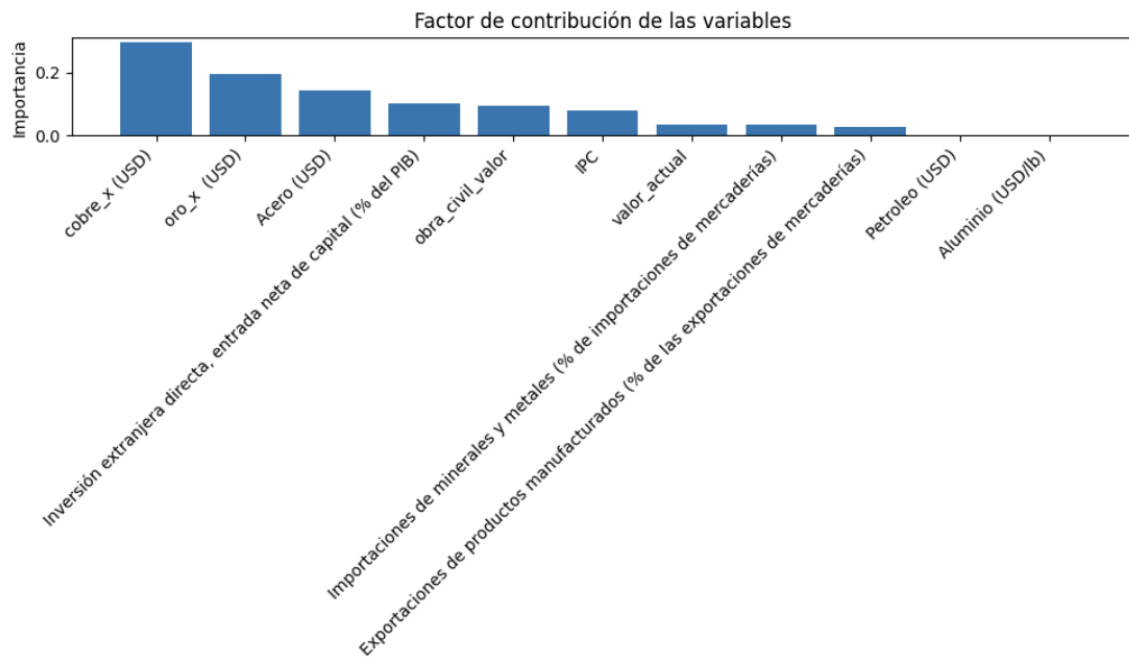
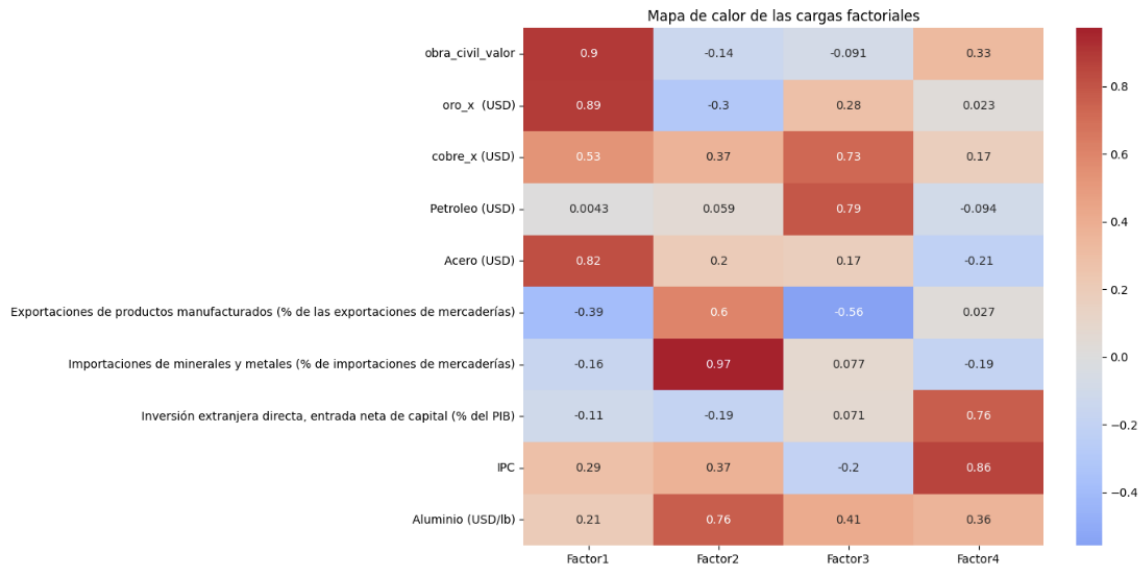
### • N5S2

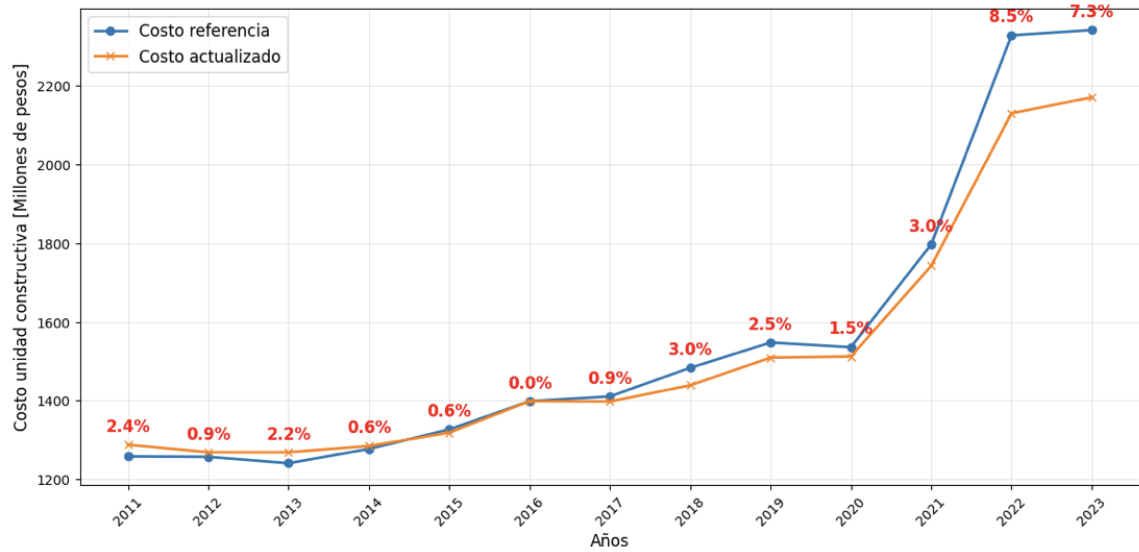




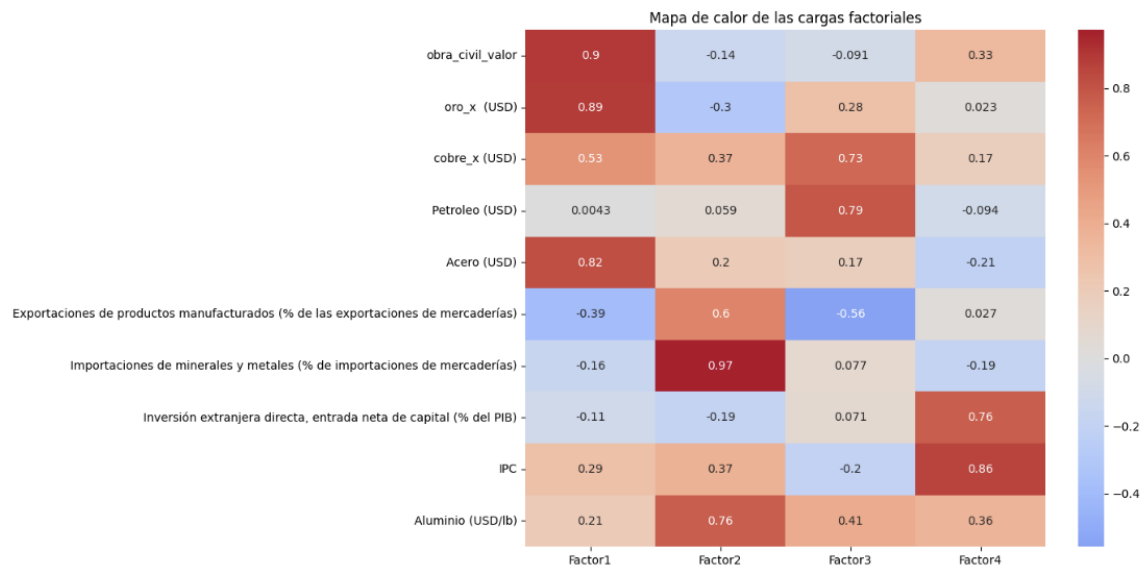


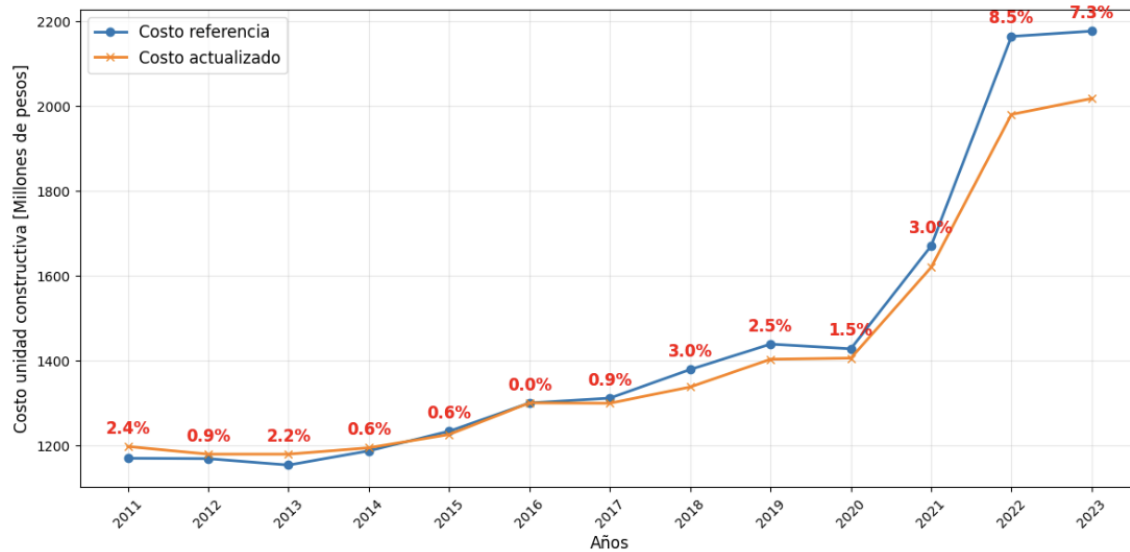
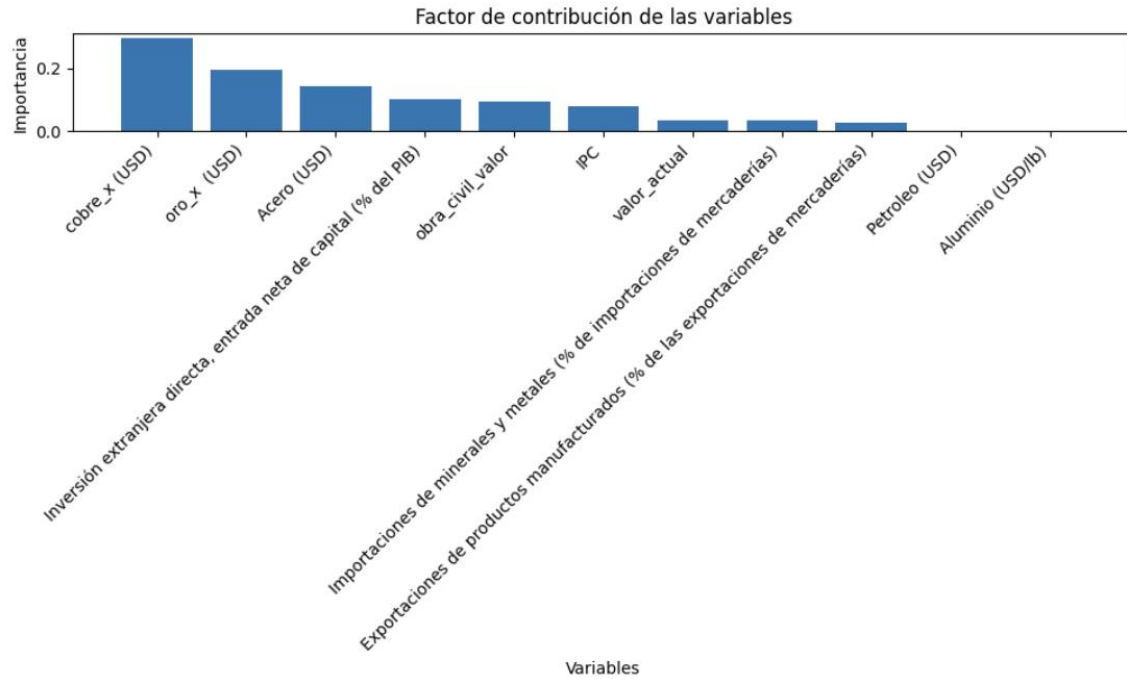
## • N5S4



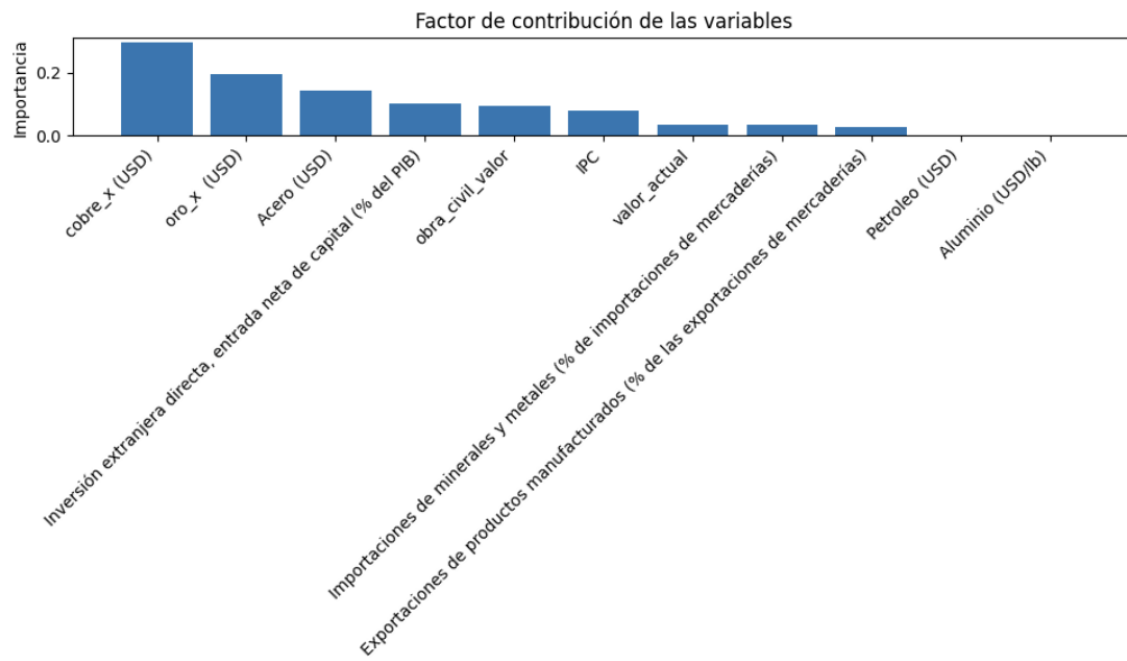
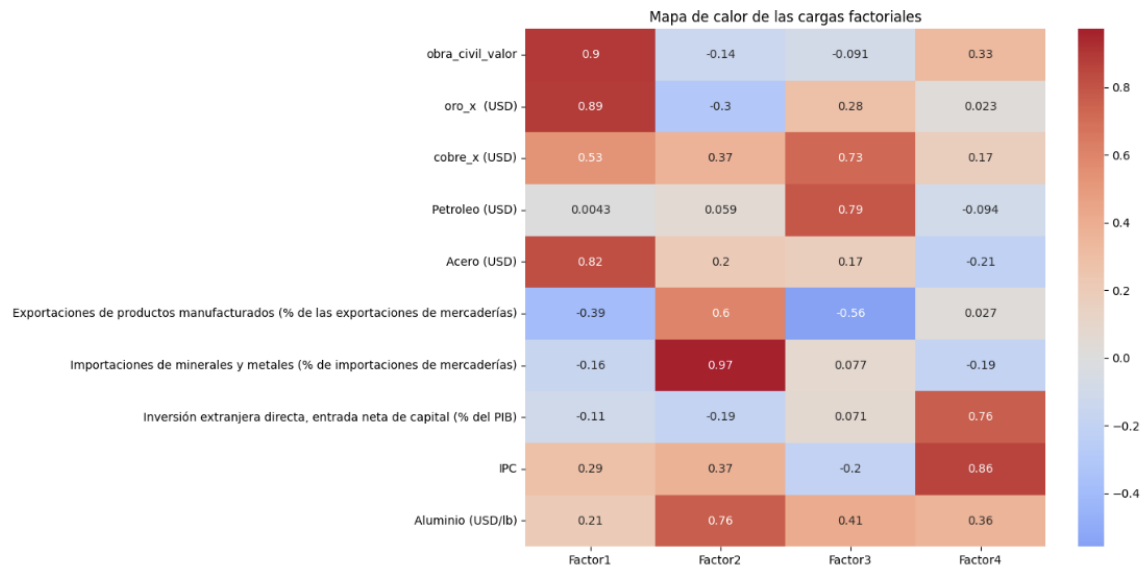


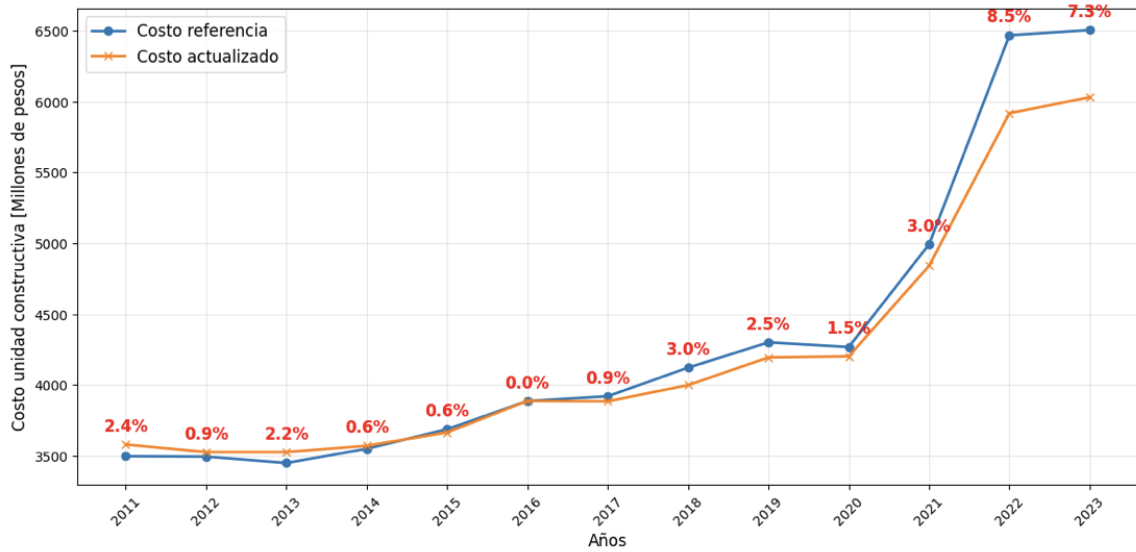
- N5S6**



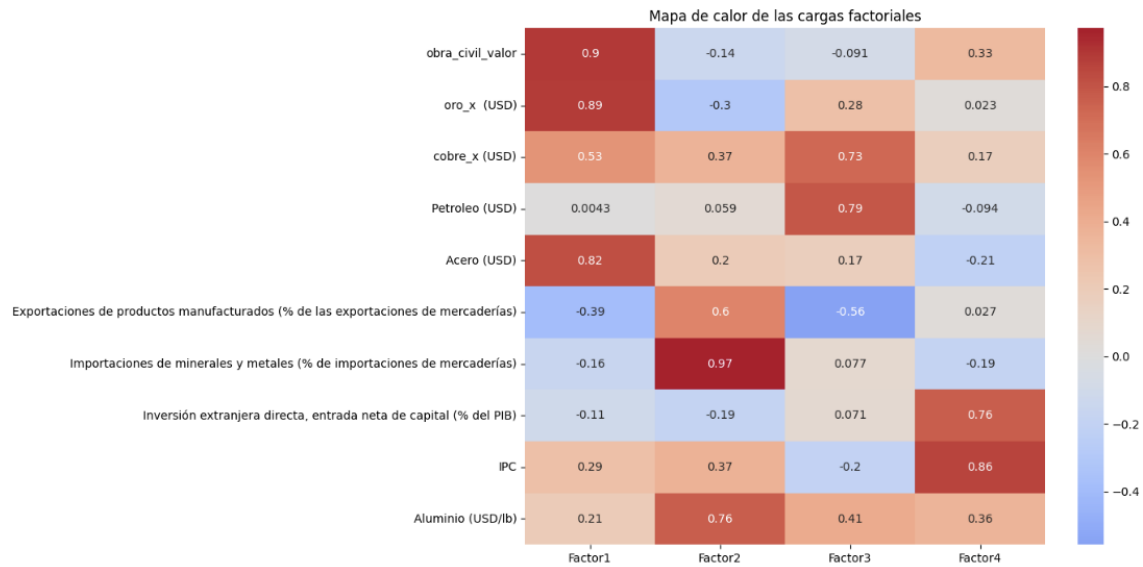


- N6S1**

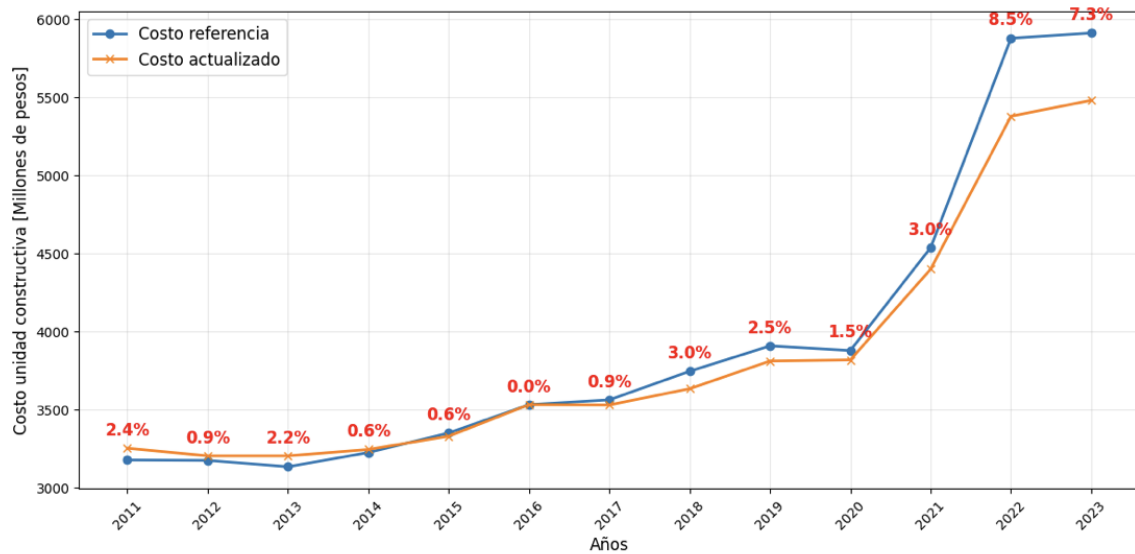
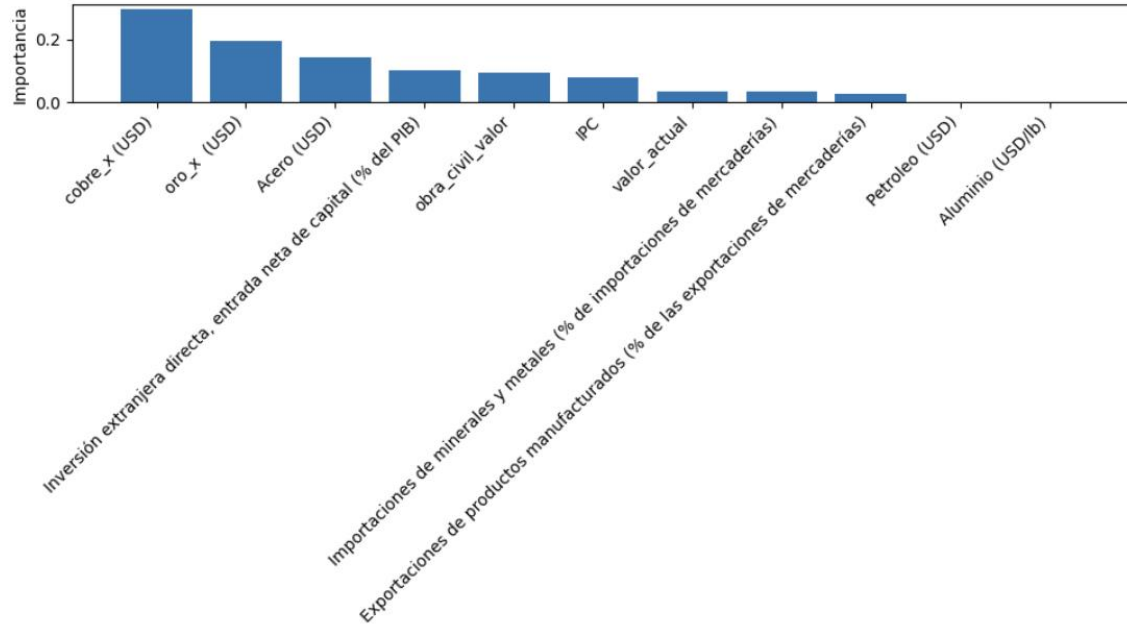




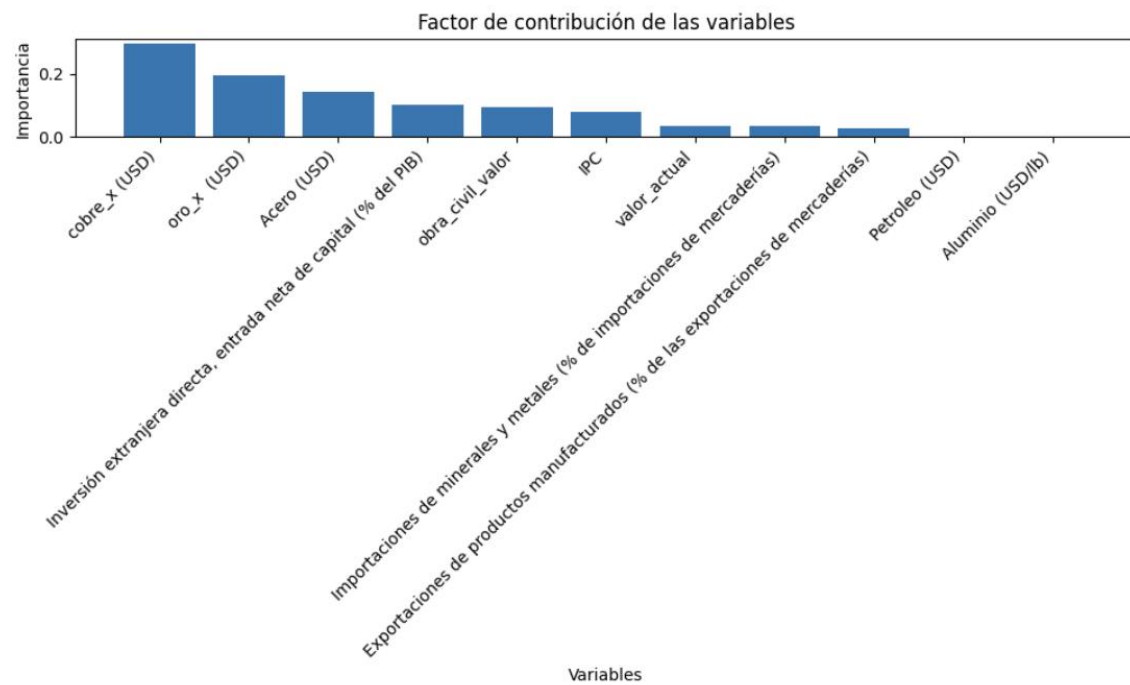
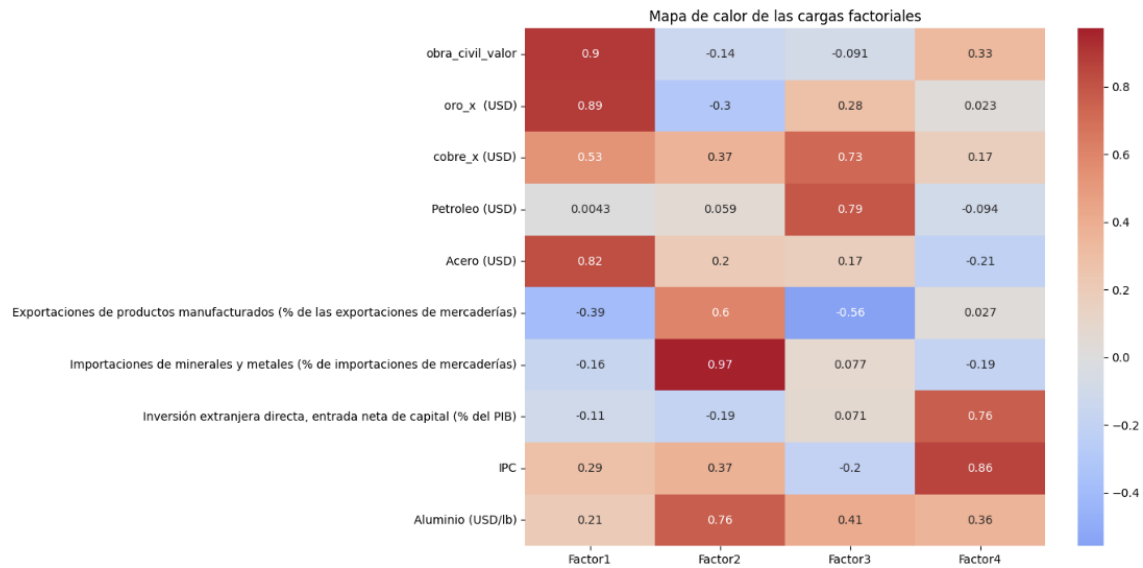
### • N6S14

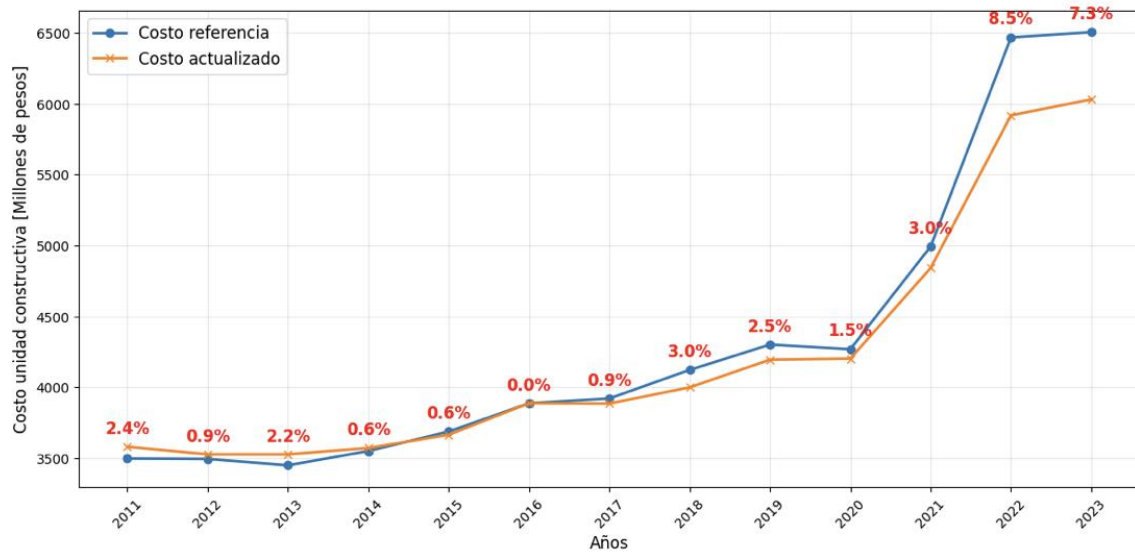


Factor de contribución de las variables

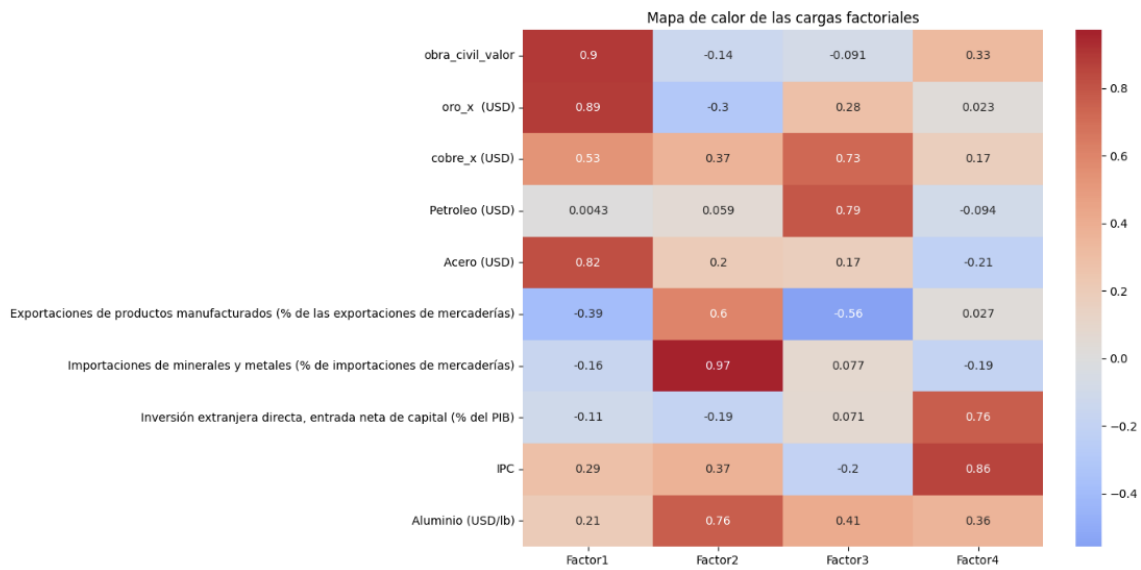


## • N6S2

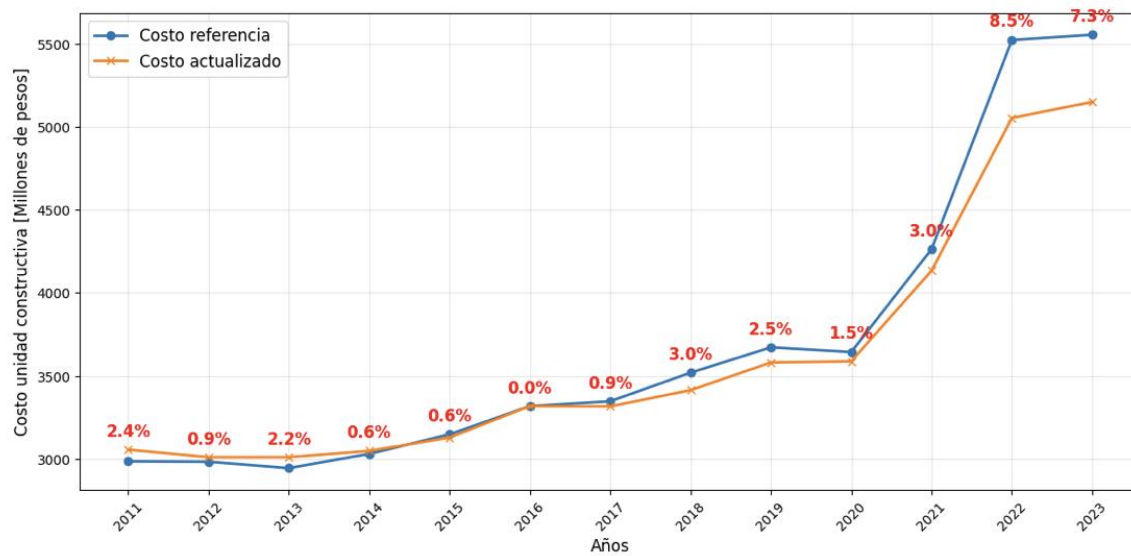
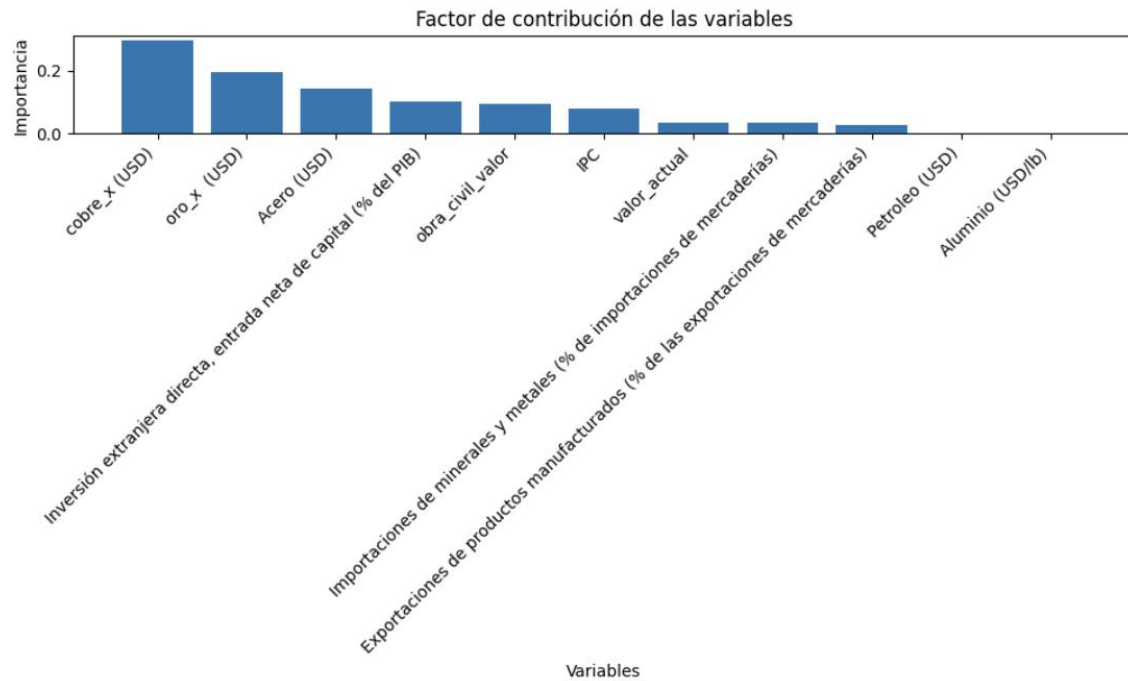




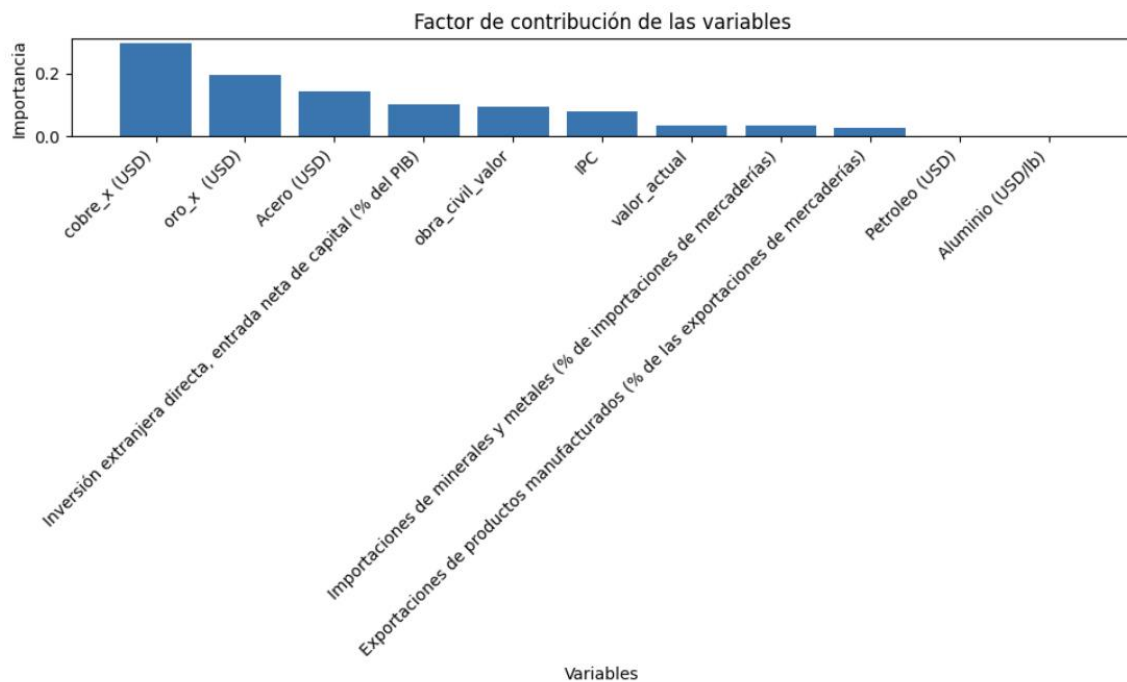
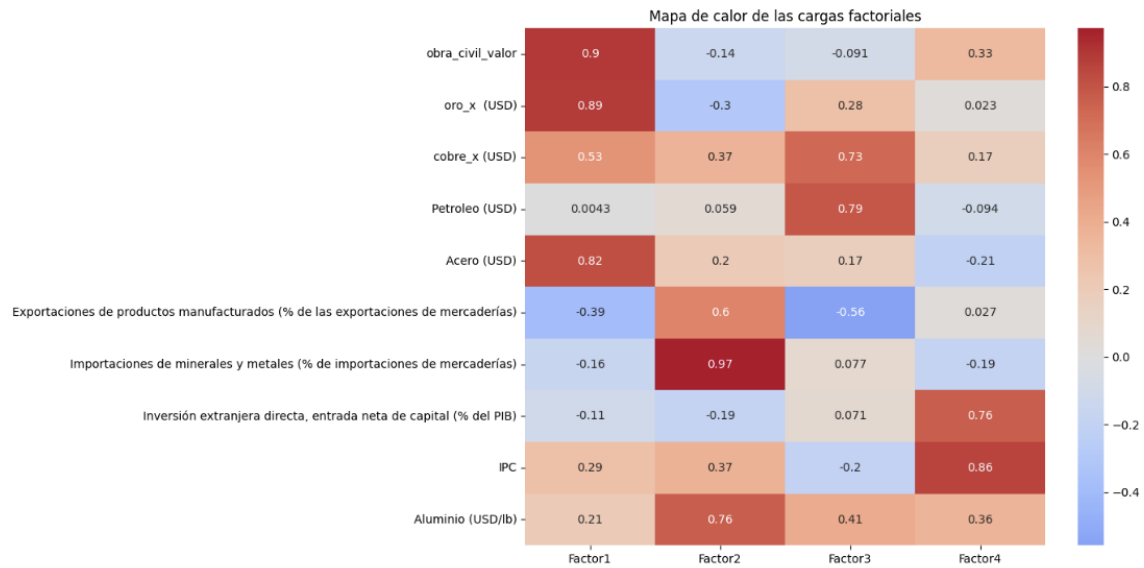
- N6S3**

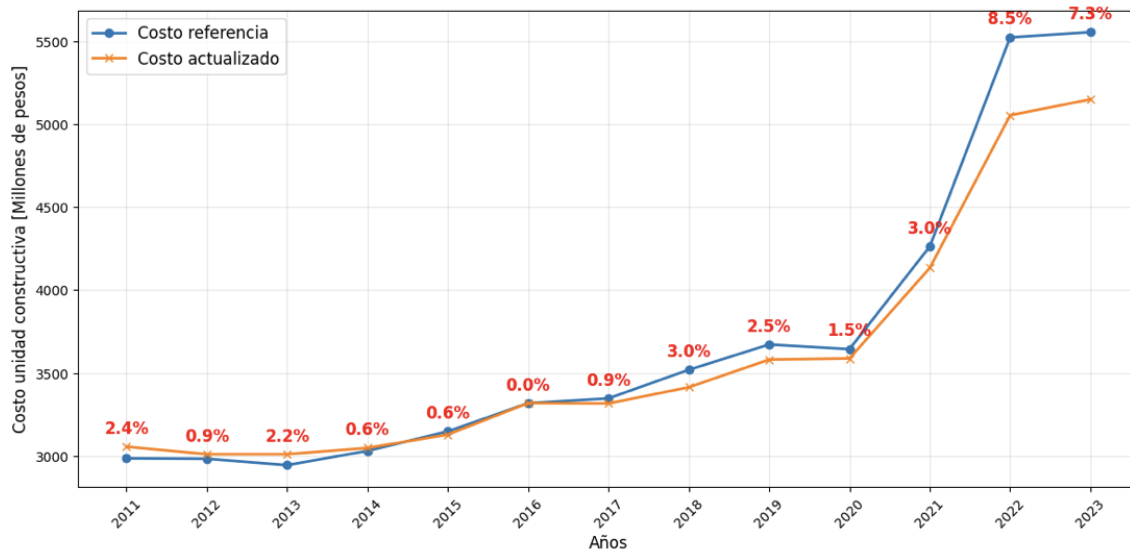




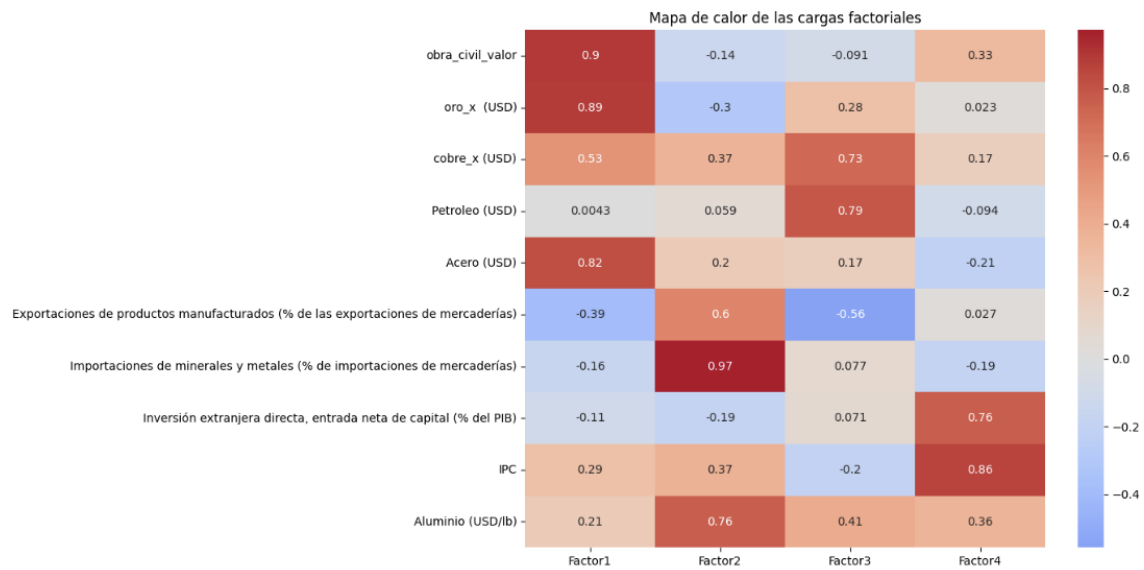


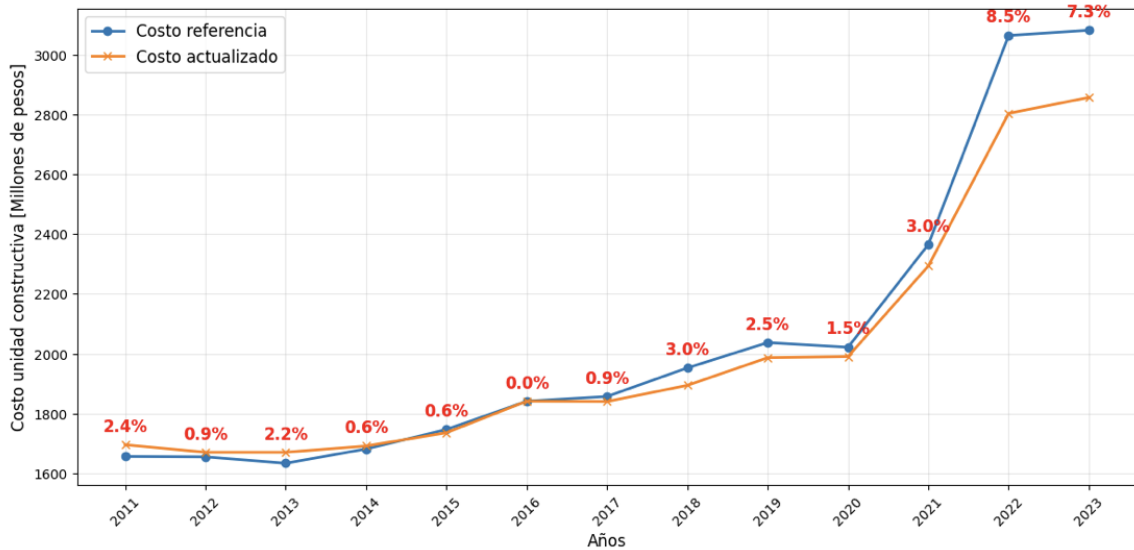
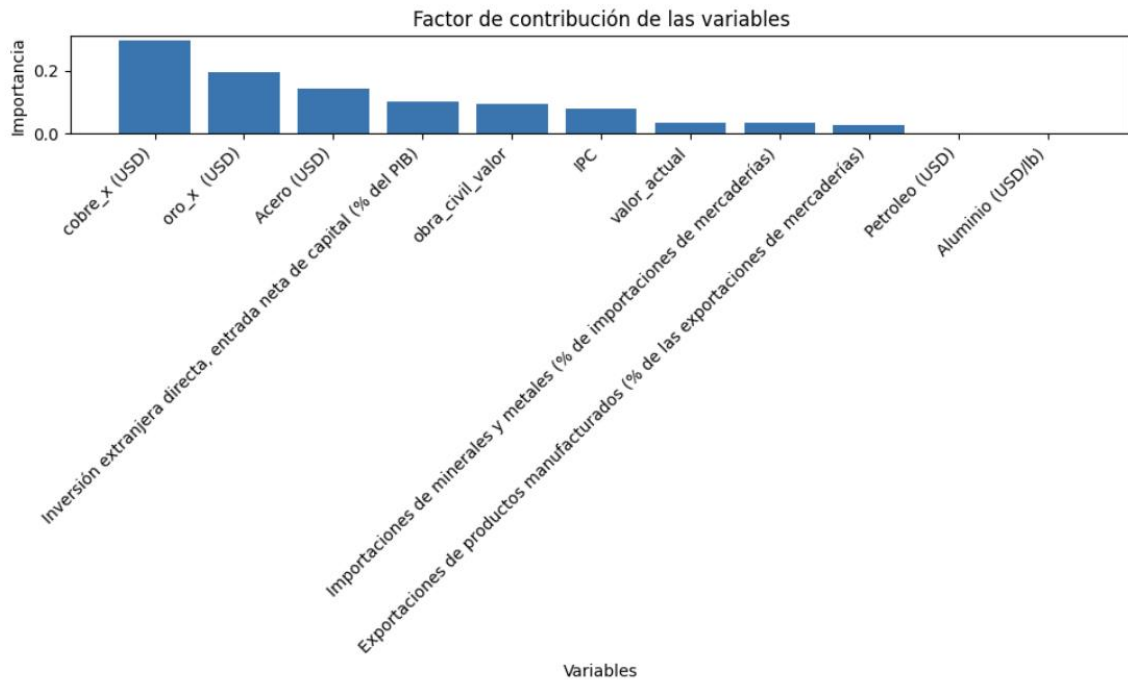
## • N6S4





### • N6S5





A continuación, se muestran algunos casos de estudio en donde se aplica la metodología propuesta y se comparan los resultados obtenidos en la actualización de los costos de las UC con los obtenidos por las metodologías vigentes tomadas como referencia.

- Caso # 1: UC ATR01

Imagen 37. Resultados de actualización de los costos de la UC ATR01 para el año 2011.

Actualización para UC 2011: ATR01	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2010: 1571100000.0	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 14520469726.5625	Costo UC Actualizado
Incremento: 824.2231383465407%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 14335342964.0	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 1.2914010011996528%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo

Los datos utilizados son

Acero (USD): 720.0

oro\_x (USD): 1571.1

Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 16.47

Aluminio (USD/lb): 108.65

Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 4.37

Petroleo (USD): 108.35

pib: 6.950000000000002

Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 6.39

obra\_civil\_valor: 1386915761.0

Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.81

IPC: 3.73

cobre\_x (USD): 399.66

Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 20.190000000000005

valor\_actual: 13172.076014

- Caso # 2: UC CP209

Imagen 38. Resultados de actualización de los costos de la UC CP209 para el año 2012.

Actualización para UC 2012: CP209	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2011: 16540000.0	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 1487730102.5390625	Costo UC Actualizado
Incremento: 8894.74064412976%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 1466989038.9999998	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 1.4138526592673977%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo

Los datos utilizados son

Acero (USD): 655.0

oro\_x (USD): 1668.0

Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 16.54

Aluminio (USD/lb): 91.55

Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 4.06

Petroleo (USD): 110.1

pib: 3.91

Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 3.6200000000000006

obra\_civil\_valor: 141928255.6

Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.66

IPC: 2.44

cobre\_x (USD): 360.59

Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 20.02

valor\_actual: 1468.144829

- Caso # 3: UC CP501

Imagen 39. Resultados de actualización de los costos de la UC CP501 para el año 2013.

Actualización para UC 2013: CP501	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2012: 83699000.0	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 1430685913.0859375	Costo UC Actualizado
Incremento: 1609.3225881861642%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 1399631962.0	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 2.218722630595192%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo
Los datos utilizados son	Variables seleccionadas para el modelo
Acero (USD): 670.0	
oro_x (USD): 1409.7	
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 16.92	
Aluminio (USD/lb): 83.699	
Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 4.24	
Petroleo (USD): 111.0	
pib: 5.13	
Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 1.91	
obra_civil_valor: 135411593.0	
Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.6	
IPC: 1.9399999999999997	
cobre_x (USD): 332.12	
Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 19.9	
valor_actual: 1417.83642	

- Caso # 4: UC LI211

Imagen 40. Resultados de actualización de los costos de la UC LI211 para el año 2014.

Actualización para UC 2014: LI211	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2013: 4240000.0	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 7336333007.8125	Costo UC Actualizado
Incremento: 172926.7218823703%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 7249505882.000001	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 1.1976971565480694%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo
Los datos utilizados son	Variables seleccionadas para el modelo
Acero (USD): 550.0	
oro_x (USD): 1265.6	
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 17.14	
Aluminio (USD/lb): 84.69	
Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 4.24	
Petroleo (USD): 58.91	
pib: 4.5	
Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 2.24	
obra_civil_valor: 701375195.1	
Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.54	
IPC: 3.66	
cobre_x (USD): 311.26	
Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 20.85	
valor_actual: 7044.747953	

- Caso # 5: UC LI231

Imagen 41. Resultados de actualización de los costos de la UC LI231 para el año 2015.

Actualización para UC 2015: LI231	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2014: 37960000.0	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 3665132568.359375	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Incremento: 9555.249126341872%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 3674933707.0000005	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 0.26670246110715695%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo
Los datos utilizados son	Variables seleccionadas para el modelo
Acero (USD): 401.0	
oro_x (USD): 1159.0	
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 23.43	
Aluminio (USD/lb): 75.331	
Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 3.96	
Petroleo (USD): 37.96	
pib: 2.9599999999999995	
Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 2.45	
obra_civil_valor: 355542486.1999999	
Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.59	
IPC: 6.77	
cobre_x (USD): 249.23	
Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 22.71	
valor_actual: 3537.338875	

- Caso # 6: UC LI511

Imagen 42. Resultados de actualización de los costos de la UC LI511 para el año 2016.

Actualización para UC 2016: LI511	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2015: 2090000.0000000007	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 65194769531.25	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Incremento: 3119266.963217702%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 65555899552.99999	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 0.5508734137009736%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo
Los datos utilizados son	Variables seleccionadas para el modelo
Acero (USD): 620.0	
oro_x (USD): 1250.7	
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 24.25	
Aluminio (USD/lb): 72.796	
Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 4.9	
Petroleo (USD): 57.75	
pib: 2.0900000000000007	
Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 5.15	
obra_civil_valor: 6342402170.0	
Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.63	
IPC: 5.75	
cobre_x (USD): 220.56	
Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 21.49	
valor_actual: 62194.555679	



- Caso # 7: UC REA01

Imagen 43. Resultados de actualización de los costos de la UC REA01 para el año 2017.

Actualización para UC 2017: REA01	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2016: 5130000.0	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 3157983398.4375	Costo UC Actualizado
Incremento: 61459.13057383041%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 3182176398.0	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 0.760265822400836%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo
Los datos utilizados son	Variables seleccionadas para el modelo
Acero (USD): 660.0	
oro_x (USD): 1257.8	
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 20.46	
Aluminio (USD/lb): 89.3	
Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 4.39	
Petroleo (USD): 66.23	
pib: 1.3600000000000003	
Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 5.13	
obra_civil_valor: 307869202.2	
Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.72	
IPC: 4.09	
cobre_x (USD): 279.68	
Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 20.14	
valor_actual: 3154.57981	

- Caso # 8: UC SE201

Imagen 44. Resultados de actualización de los costos de la UC SE201 para el año 2018.

Actualización para UC 2018: SE201	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2017: 11097426990000.02	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 1116436401.3671875	Costo UC Actualizado
Incremento: -99.99899396823933%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 1147044589.0	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 2.668439215558036%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo
Los datos utilizados son	Variables seleccionadas para el modelo
Acero (USD): 723.0	
oro_x (USD): 1268.6	
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 19.98	
Aluminio (USD/lb): 95.68	
Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 3.38	
Petroleo (USD): 54.44	
pib: 2.5600000000000001	
Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 4.63	
obra_civil_valor: 110974269.90000002	
Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.7	
IPC: 3.18	
cobre_x (USD): 295.88	
Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 20.64	
valor_actual: 1090.968013	



- Caso # 9: UC SE511

Imagen 45. Resultados de actualización de los costos de la UC SE511 para el año 2019.

Actualización para UC 2019: SE511	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2018: 1570000.0	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 149219863.89160156	Costo UC Actualizado
Incremento: 9404.449929401373%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 155254484.6	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 3.88692199387742%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo
Los datos utilizados son	Variables seleccionadas para el modelo
Acero (USD): 586.0	
oro_x (USD): 1392.3	
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 21.08	
Aluminio (USD/lb): 81.244	
Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 4.33	
Petroleo (USD): 65.52	
pib: 3.1899999999999999	
Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 4.0	
obra_civil_valor: 15020560.870000001	
Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.57	
IPC: 3.8	
cobre_x (USD): 272.14	
Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 21.69	
valor_actual: 148.8010625	

- Caso # 10: UC SE514

Imagen 46. Resultados de actualización de los costos de la UC SE514 para el año 2020.

Actualización para UC 2020: SE514	Unidad Constructiva (UC)
valor actual de 2019: 1609999.9999999998	Costo UC metodología actual año anterior
Actualización: 2483023925.78125	Costo UC Actualizado
Incremento: 154125.08855784163%	Porcentaje de variación respecto al año inmediatamente anterior
Valor real: 2508841597.0	Costo UC metodología actual
Error porcentual: 1.0290674090234324%	Error calculado entre el costo UC de referencia y el actualizado por el modelo
Los datos utilizados son	Variables seleccionadas para el modelo
Acero (USD): 1020.0	
oro_x (USD): 1770.1	
Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías): 22.4	
Aluminio (USD/lb): 77.293	
Inversión extranjera directa, entrada neta de capital (% del PIB): 2.76	
Petroleo (USD): 51.53	
pib: -7.19	
Inflación, deflactor del PIB: series vinculadas (% anual): 1.48	
obra_civil_valor: 242725406.8	
Importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías): 1.72	
IPC: 1.6099999999999999	
cobre_x (USD): 280.35	
Importaciones de bienes y servicios (% del PIB): 20.53	
valor_actual: 2528.187841	

### **12.3. Instalación e implementación de la aplicación para la actualización de costos de UC.**

El procedimiento de instalación y puesta en marcha de la aplicación para la actualización de costos de UC se encuentra detallado en el documento “Anexo#1\_Informe#3\_Manual de Usuario\_ModeloActualizacionUC.pdf”

### **12.4. Conclusiones Metodología Actualización de Costos de Unidad Constructiva**

- En este proyecto se ha propuesto una metodología para el desarrollo de un modelo de actualización de los costos de las UC acorde con las características de las variables macroeconómicas más significativas. Para lograr lo anterior, se recurrió a técnicas estadísticas de análisis multivariado tales como el análisis factorial con el fin de caracterizar la serie de costos de UC y su correlación con variables exógenas como los indicadores económicos.
- Como resultado del análisis multivariado propuesto, se lograron seleccionar variables relacionadas con el costo de los materiales (precio del acero, precio del cobre y precio del aluminio), PIB, IPC, exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercaderías), importaciones de minerales y metales (% de importaciones de mercaderías). Estas variables demostraron brindar información a los modelos sobre los efectos que tiene el comportamiento de los costos de los materiales de construcción de la UC, inflación (mano de obra), la logística de transporte e importación dentro del costo de cada UC.
- La base de datos de costos de la UC seleccionada para el proceso de análisis y entrenamiento de los modelos de actualización se obtuvo a partir de la integración de diferentes fuentes de costos a nivel nacional e internacional. Se evaluaron costos provenientes de reguladores internacionales como la de Perú y de referentes nacionales como las provistas por proveedores y regulaciones anteriores como la circular 090 de 2021, circular CREG 076 de 2024 y la circular CREG 092 de 2024s
- La metodología propuesta permitió establecer como variables significativas aquellas que mostraron un nivel de fiabilidad por encima de 0.8. Adicionalmente, el análisis factorial resultó adecuado para integrar aquellas variables con alto grado de correlación entre ellas, permitiendo pasar de 14 variables a tan solo 4 factores a considerar dentro del modelo aquí propuesto.
- La posibilidad de incorporar alternativas como *redes neuronales* y *random forest* permitió evaluar cada conjunto de datos disponibles por cada UC y seleccionar aquellos modelos con mejor desempeño para cada caso. En este ejercicio se logró consolidar la experiencia de los diferentes actores que participaron dentro de este ejercicio de actualización, permitiendo integrar variables que recopilan la dinámica representativa en la variación de los costos de las UC.

- El parámetro de desempeño de los modelos *MAPE* (*Mean Absolute Percentage Error*) general mostrado por los modelos entrenados con el conjunto de datos de costos de las UC fue de 4.5%. Lo anterior evidencia la pertinencia de la metodología propuesta para el ajuste de los modelos para cada tipo de UC.
- Las variables macroeconómicas demostraron brindar información significativa acerca de la variabilidad de los costos de las UC (ver Imagen 14). Esto se reflejó en mayor medida en los años 2021, 2022 y 2023 en donde se presentó un incremento en los costos de las UC debido a efectos relacionados, posiblemente, por la pandemia y conflictos políticos internacionales que impactaron los precios de algunos commodities, costos de importación y supuestos considerados por el equipo consultor. Cabe resaltar que estos efectos no fueron objeto de análisis en este estudio. Aun cuando el error para esos tres años llegó a alcanzar un valor máximo de hasta el 8% respecto a los datos de costos de referencia, los modelos lograron seguir la tendencia de los datos. Lo anterior, resulta relevante en la medida que, valida la metodología como una herramienta flexible para establecer los valores de referencia de las UC, solucionando la asimetría de información del mercado que representa una restricción significativa para este tipo de estudios obteniendo unos resultados en un rango aceptable para los propósitos del regulador.
- Como resultado de este análisis propuesto, se logró la implementación de una metodología de actualización de costos que le permitirá a la CREG actualizar e incluir nuevas UC de manera ágil y sencilla. La aplicación permite el ensamble y entrenamiento de nuevos modelos para la actualización de nuevas UC con granularidad mensual y/o anual convirtiéndose en una característica clave para las funciones regulatorias de la comisión, logrando aumentar la frecuencia de la actualización de esta infraestructura.

## **12.5. Principales hallazgos del estudio**

El estudio ha permitido identificar avances tecnológicos significativos en la transmisión de energía de alta tensión. La creciente adopción de nuevas tecnologías se vuelve crucial para el desempeño de las redes, especialmente ante el agotamiento de la capacidad de transporte y la afectación de variables críticas como la tensión y la frecuencia.

Se observa una marcada preferencia por los sistemas de compensación variable sobre los sistemas fijos, debido a su mayor versatilidad y disponibilidad comercial. En situaciones de agotamiento de la capacidad de transmisión, los conductores de alta temperatura y capacidad emergen como una solución viable.

La transmisión en potencial continua (HVDC) se posiciona como una alternativa con potencial en el contexto nacional, considerando los proyectos en desarrollo y la madurez de esta tecnología a nivel mundial.

Se propone la inclusión de sistemas de monitoreo avanzados, como Unidad de Medición Fasorial (PMU) y Sensores Dinámicos de Red (DLR). En cuanto a la compensación, se sugiere la incorporación de Compensadores Estáticos de VAR (SVC), Compensadores Síncronos Estáticos (STATCOM), Dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System)

y Compensadores Síncronos. Asimismo, se consideran las tecnologías HVDC y los conductores de alta temperatura y capacidad, todas ellas con un amplio uso a nivel mundial y algunas con aplicaciones a nivel nacional.

La obtención de información sobre costos para algunas de las nuevas tecnologías representa un desafío importante. Otro aspecto relevante es la rápida evolución de los sistemas de monitoreo y control, así como el desarrollo de software asociado. Si bien estas innovaciones mejoran la eficiencia y la seguridad de la red, también implican una obsolescencia más acelerada de los equipos y servicios, lo que se traduce en vidas útiles más cortas.

## **12.6. Limitaciones del estudio y futuras líneas de trabajo**

Este informe incluye información histórica sobre proyectos realizados por agentes del STN, junto con precios de referencia provenientes de literatura reconocida internacionalmente y datos de fabricantes. Es importante señalar que esta información conlleva un grado de incertidumbre desconocido para la empresa consultora, el cual puede variar de manera asimétrica entre las distintas Unidades Constructivas (UCs).

El Sistema de Transmisión Nacional requiere de nuevas familias de activos y servicios para el mejor aprovechamiento de la red. Un grupo importante de estos activos tiene un diseño específico y un desarrollo tecnológico particular, como son el caso de los compensadores síncronos (debido a su inercia, cortocircuito, corriente de sobrecarga, etc.), las baterías (por cuenta de la potencia y la energía que pueden entregar, los servicios que puede prestar como regulación de frecuencia, corte de carga, etc.) y muchas otras tecnologías que hacen que el esquema de remuneración basado en Unidades Constructivas se vuelva ineficiente, entregue señales de inversión inadecuadas, y limite el desarrollo del STN. En consonancia con ello, se le recomienda a la CREG que considere fuertemente migrar hacia esquemas de reconocimiento directo de costos basados en por ejemplo Unidades Constructivas Especiales, como funciona en el STR.

Para que la forma de remuneración sea dinámica y permita la incorporación oportuna de nueva tecnología en el STN, debiese ser menester de la CREG analizar las opciones de regulación de activos y migrar por ejemplo para el STN a un esquema de TOTEX o de Contabilidad de Libro Abierto, como se usa en muchos países del mundo.

A medida que se incorporan nuevas tecnologías en el STN, la supervisión de activos y las herramientas o servicios de monitoreo en tiempo real toman la mayor relevancia, por lo que se recomienda a la CREG que incorpore en el reconocimiento de costos totales de transporte una variable de eficiencia que asocie la remuneración de esos nuevos activos de monitoreo y que también promueva la eficiencia en el AOM, de tal manera que se logre un esquema de beneficios compartidos agentes-usuarios finales.

## **13. Referencias Bibliográficas**

- *A Proveedores de servicios de redes de transmisión de electricidad: pautas de asignación de costos* Canberra, Australia <https://www.aer.gov.au>.

- A., A. L. (2012). *Regulación y Tarifas de la Transmisión de Electricidad en América Latina*. Ediciones USEMA.
- Aldhyani, T. H. H., Alrasheedi, M., Alqarni, A. A., Alzahrani, M. Y., & Bamhdi, A. M. (2020). Intelligent Hybrid Model to Enhance Time Series Models for Predicting Network Traffic. *IEEE Access*, 8, 130431–130451. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3009169>
- Alves da Silva, A. P., Ferreira, V. H., & Velasquez, R. M. G. (2008). Input space to neural network based load forecasters. *International Journal of Forecasting*, 24(4), 616–629. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2008.07.006>
- Andersen, B. R., & Nilsson, S. L. (Eds.). (2020). *Flexible AC transmission systems*. CIGRE/Springer. <https://www.e-cigre.org/publications/detail/gb-7-flexible-ac-transmission-systems.html>
- ANEEL. (2021). *Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET*. Brasília, Brasil <https://www.aneel.gov.br> ] //.
- Asian Development Bank. (2018). *Handbook on Battery Energy Storage System*. <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/479891/handbook-battery-energy-storage-system.pdf>
- Atiya, A. F., El-Shoura, S. M., Shaheen, S. I., & El-Sherif, M. S. (1999). A comparison between neural-network forecasting techniques - Case study: River flow forecasting. *IEEE Transactions on Neural Networks*, 10(2), 402–409. <https://doi.org/10.1109/72.750569>
- Awolusi, T. F., Oke, O. L., Akinkulore, O. O., Sojobi, A. O., & Aluko, O. G. (2019). Performance comparison of neural network training algorithms in the modeling properties of steel fiber reinforced concrete. *Heliyon*, 5(1), e01115. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2018.e01115>
- Azadeh, A. Ā., Ghaderi, S. F., & Sohrabkhani, S. (2008). A simulated-based neural network algorithm for forecasting electrical energy consumption in Iran. *Energy Policy*, 36, 2637–2644. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.02.035>
- Barbounis, T. G., Theocharis, J. B., Alexiadis, M. C., & Dokopoulos, P. S. (2006). Long-term Wind Speed and Power Forecasting Using Local Recurrent Neural Network Models. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 273–284.
- Bataineh, M., & Marler, T. (2017). Neural network for regression problems with reduced training sets. *Neural Networks*, 95, 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.neunet.2017.07.018>
- Bauer, A., Zufle, M., Herbst, N., Zehe, A., Hotho, A., & Kounev, S. (2020). Time Series Forecasting for Self-Aware Systems. *Proceedings of the IEEE*, 108(7), 1068–1093. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2020.2983857>
- Beccali, M., Cellura, M., Brano, V. Lo, & Marvuglia, A. (2004). Forecasting daily urban electric load profiles using artificial neural networks. *Energy Conversion and Management*, 45, 2879–2900. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.01.006>
- Bhagwati, J. N. (2007). *Comercio Internacional*. McGraw-Hill

- Bilbao, E. S. de I. de. (2008). *Redes Neuronales y Sus Aplicaciones*. EHU 2008/12. <http://ocw.ehu.es/enseanzas-tecnicas/redes-neuronales-artificiales-y-sus-aplicaciones/contenidos/pdf/libro-del-curso>
- Buehler, F. F. (2013). *The Regulation of Energy Networks*. Elsevier.
- Calvetti, D., & Somersalo, E. (2007). Introduction to Bayesian Scientific Computing. In *Introduction to Bayesian Scientific Computing*. <https://doi.org/10.1007/978-0-387-73394-4>
- Chouikhi, N., & Alimi, A. M. (2018). *Adaptive Extreme Learning Machine for Recurrent Beta-basis Function Neural Network Training*.
- CIGRE Working Group 14.20. (2001). *Economic assessment of HVDC links* (Technical Brochure No. 186). CIGRE. <https://www.e-cigre.org/publications/detail/186-economic-assessment-of-hvdc-links.html>
- CIGRÉ. (2007). Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects: Economic assessment of HVDC lines. CIGRÉ Brochure 388.
- CREG. (2009). *Resolución CREG 011 de 2009: Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica*. Bogotá, Colombia: Comisión de Regulación de Energía y Gas. Recuperado de <https://www.creg.gov.co>
- Dalvand, M. M., Bahram, S., Azami, Z., & Tarimoradi, H. (2011). Long-term Load Forecasting of Iranian Power Grid Using Fuzzy and Artificial Neural Networks. *Universities Power Engineering Conference, 2008*.
- Darbellay, G. A., & Slama, M. (2000). *Forecasting the short-term demand for electricity Do neural networks stand a better chance ?* 16, 71–83.
- Díaz Monroy, L. G. (2007). *Estadística multivariada: inferencia y métodos*. Universidad Nacional de Colombia. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/79907>
- Eberhart, R., & Shi, Y. (2007). *Computational Intelligence concepts to implementations* (pp. 17–25).
- Ebrahimi, M., Safari Sinegani, A. A., Sarikhani, M. R., & Mohammadi, S. A. (2017). Comparison of artificial neural network and multivariate regression models for prediction of Azotobacteria population in soil under different land uses. *Computers and Electronics in Agriculture*, 140, 409–421. <https://doi.org/10.1016/j.compag.2017.06.019>
- Energía (WEC) World Energy Escenarios energéticos globales. Londres, Reino Unido <https://www.worldenergy.org> ] <http>
- EPRI. (2021). *Transmisión Avanzada Tecnologías y metodologías de transmisión avanzadas*.
- Eremia, M., Liu, C.-C., & Edris, A.-A. (2016). *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. Hoboken, NJ: Wiley & IEEE Press. ISBN: 978-1-119-03569-5.
- Errachdi, A., & Benrejeb, M. (2018). Performance Comparison of Neural Network Training Approaches in Indirect Adaptive Control. *International Journal of Control*,



*Automation and Systems*, 16(3), 1448–1458. <https://doi.org/10.1007/s12555-017-0085-3>

- Fakhreddine O. Karray, & Silva, C. de. (2004). *Soft Computing and Intelligent Systems Design*.
- Fan, S., & Chen, L. (2006). Short-Term Load Forecasting Based on an Adaptive Hybrid Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1), 392–401.
- FERC. (2021). Inversión y costo de transmisión. *Inversión en transmisión y asignación de costos*. Washington, DC, <https://www.ferc.gov>.
- Fernando, T. M. K. G., Maier, H. R., & Dandy, G. C. (2009). Selection of input variables for data driven models: An average shifted histogram partial mutual information estimator approach. *Journal of Hydrology*, 367(3–4), 165–176. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2008.10.019>
- Flórez, R., & Fernández, J. M. (2008). *Las Redes Neuronales Artificiales* (pp. 16–41). Netbiblo.
- FMI. (2022). *PManual del índice de precios al productor: teoría y práctica*. Washington, DC, Estados Unidos <https://www.imf.org> ] [https](https://www.imf.org)
- G, H. S., Rastad, M., & Nazarzadeh, J. (2006). *A Hybrid Nonlinear Model for the Annual Maximum Simultaneous Electric Power Demand*. 21(3), 1069–1078.
- Gabriel I. S. Ruas. (2008). *Electrical Energy Demand Prediction Using Artificial Neural Networks and Support Vector Regression*.
- Garg, B., Kirar, N., Menon, S., & Sah, T. (2016). A performance comparison of different back propagation neural networks methods for forecasting wheat production. *CSI Transactions on ICT*, 4(2–4), 305–311. <https://doi.org/10.1007/s40012-016-0096-x>
- Glachant, S. A.-M. (2005). *Electricity Transmission Pricing and Technology*. Springer.
- Godfrey, L. B., & Gashler, M. S. (2017). Neural decomposition of time-series data. *2017 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics, SMC 2017, 2017-Janua(7)*, 2796–2801. <https://doi.org/10.1109/SMC.2017.8123050>
- Gracia, A. M., Delgado, A. V., Usón, A. A., Bribián, I. Z., & Scarpellini, S. (2006). *Disminución de Costes Energéticos en la Empresa* (F. Editorial, Ed.).
- Gu, L., Tok, D. K. S., & Yu, D. L. (2018). Development of adaptive p-step RBF network model with recursive orthogonal least squares training. *Neural Computing and Applications*, 29(5), 1445–1454. <https://doi.org/10.1007/s00521-016-2669-x>
- Hacibeyoglu, M., & Ibrahim, M. H. (2018). A Novel Multimean Particle Swarm Optimization Algorithm for Nonlinear Continuous Optimization: Application to Feed-Forward Neural Network Training. *Scientific Programming*, 2018. <https://doi.org/10.1155/2018/1435810>
- Hannah Jessie Rani, R., & Aruldoss Albert Victoire, T. (2018). Training radial basis function networks for wind speed prediction using PSO enhanced differential search optimizer. In *PLoS ONE* (Vol. 13, Issue 5). <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0196871>

- Huang, S., Member, S., & Shih, K. (2003). Short-Term Load Forecasting Via ARMA Model Identification Including Non-Gaussian. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 673–679.
- Jabbar, R. A., Junaid, M., Masood, M. A., Zaka, A., Jahangir, H., Rafique, A., & Kaleem, I. (2010). Neural Network ( NN ) based Demand Side Management ( DSM ). *Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2010 20th Australasian*.
- Jaramillo, J., Velasquez, J. D., & Franco, C. J. (2017). Research in Financial Time Series Forecasting with SVM: Contributions from Literature. *IEEE Latin America Transactions*, 15(1), 145–153. <https://doi.org/10.1109/TLA.2017.7827918>
- Jiang, S., Xiao, R., Wang, L., Luo, X., Huang, C., Wang, J.-H., Chin, K.-S., & Nie, X. (2019). Combining Deep Neural Networks and Classical Time Series Regression Models for Forecasting Patient Flows in Hong Kong. *IEEE Access*, 7, 118965–118974. <https://doi.org/10.1109/access.2019.2936550>
- Jimenez Mares, J., Charris, D., Pardo, M., & Quintero M, C. G. (2023). An Architecture to Improve Energy-Related Time-Series Model Validity Based on the Novel rMAPE Performance Metric. *IEEE Access*, 11, 36004–36014. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3264713>
- Jimenez, J., Navarro, L., Quintero M., C. G., & Pardo, M. (2021). Multivariate statistical analysis for training process optimization in neural networks-based forecasting models. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11(8). <https://doi.org/10.3390/app11083552>
- Jimenez, J., Pertuz, A., Quintero, C., & Montana, J. (2019). Multivariate statistical analysis based methodology for long-term demand forecasting. *IEEE Latin America Transactions*, 17(1), 93–101. <https://doi.org/10.1109/TLA.2019.8826700>
- Konar, A. (2005). *Computational Intelligence* (pp. 1–8). Elsevier.
- Kumar, R., Aggarwal, R. K., & Sharma, J. D. (2015). Comparison of regression and artificial neural network models for estimation of global solar radiations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1294–1299. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.021>
- Li, C. H., Yang, L. T., & Lin, M. (2014). Parallel training of an improved neural network for text categorization. *International Journal of Parallel Programming*, 42(3), 505–523. <https://doi.org/10.1007/s10766-013-0245-x>
- Liang, R.-H., & Cheng, C.-C. (2000). Combined regression-fuzzy approach for short-term load forecasting. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 147(4), 261. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20000507>
- Liang, Y., Jiang, J., Chen, Y., Zhu, R., Lu, C., & Wang, Z. (2019). Optimized Feedforward Neural Network Training for Efficient Brillouin Frequency Shift Retrieval in Fiber. *IEEE Access*, 7, 68034–68042. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2919138>
- Lin, J. W., Chao, C. T., & Chiou, J. S. (2018). Determining Neuronal Number in Each Hidden Layer Using Earthquake Catalogues as Training Data in Training an



- Embedded Back Propagation Neural Network for Predicting Earthquake Magnitude. *IEEE Access*, 6, 52582–52597. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2870189>
- Liu, F., Lu, Y., & Cai, M. (2020). A hybrid method with adaptive sub-series clustering and attention-based stacked residual LSTMs for multivariate time series forecasting. *IEEE Access*, 8, 62423–62438. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2981506>
  - Liu, S., Gu, S., & Bao, T. (2017). An automatic forecasting method for time series. *Chinese Journal of Electronics*, 26(3), 445–452. <https://doi.org/10.1049/cje.2017.01.011>
  - Liu, S., Gu, S., & Peng, J. (2017). Self-adaptive Processing and Forecasting Algorithm for Univariate Linear Time Series. *Chinese Journal of Electronics*, 26(6), 1147–1153. <https://doi.org/10.1049/cje.2017.09.027>
  - Miguel, A., Gonza, E., & Carmona-ferna, D. (2007). *Forecasting of the electric energy demand trend and monthly fluctuation with neural networks*. 52, 336–343. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2006.12.010>
  - Mizutani, A., Yukawa, T., Numa, K., & Kuze, Y. (2005). *Improvement of Input-Output Correlations of Electric Power Load Forecasting By Scatter Search*. 429–433.
  - Mongird, K., Fotedar, V., Viswanathan, V., Koritarov, V., Balducci, P., Hadjerioua, B., & Alam, J. (2019). *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report* (PNNL-28866). Pacific Northwest National Laboratory
  - Moreira de Andrade, L. C., & Nunes da Silva, I. (2009). Very Short-Term Load Forecasting Based on ARIMA Model and Intelligent Systems. *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISAP.2009.5352829>
  - Moshkbar-Bakhshayesh, K. (2020). Performance study of bayesian regularization based multilayer feed-forward neural network for estimation of the uranium price in comparison with the different supervised learning algorithms. *Progress in Nuclear Energy*, 127(May), 103439. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2020.103439>
  - Nagasaka, K., & Mamun, M. Al. (2004). *Long-term Peak Demand Prediction of 9 Japanese Power Utilities Using Radial Basis Function Networks*. 1–8.
  - Ocampo, J. A. (2014). *Globalización y Comercio Internacional*. Fondo de Cultura Económica.
  - Oğcu, G., Demirel, O. F., & Zaim, S. (2012). Forecasting Electricity Consumption with Neural Networks and Support Vector Regression. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, 58, 1576–1585. <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2012.09.1144>
  - OLANREWAJU. (2011). *Energy Efficiency Assessment Using Artificial Neural Network Combined with Data Envelopment Analysis*.
  - Olaya, J. (2007a). Un modelo spline para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica. *Revista Colombiana de Estadística*, 2, 187–202.
  - Olaya, J. (2007b). Un modelo spline para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica. *Revista Colombiana de Estadística*, 2, 187–202.

- Oniscu, G. C., Adair, A., & Hidalgo, E. (2009). Severe preprocurement blunt trauma to the liver: Is there a need for back-table cutdown? *Liver Transplantation*, 15(11), 1647–1648. <https://doi.org/10.1002/lt.21880>
- Pacheco, C., Sabino, L., Neto, R., Maria, M., Vellasco, B. R., Aure, M., & Souza, F. J. De. (2004). *Electric load forecasting : evaluating the novel hierarchical neuro-fuzzy BSP model*. 26, 131–142. [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(03\)00060-7](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(03)00060-7)
- Pai, P., & Hong, W. (2005). Forecasting regional electricity load based on recurrent support vector machines with genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, 74, 417–425. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.01.006>
- Park, D. C., El-Sharkawi, M. A., Marks, R. J., Atlas, L. E., & Damborg, M. J. (1991). Electric Load Forecasting Using an Artificial Neural Network. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- Paul Krugman, M. O. (2018). *Introducción al Comercio Internacional*. Pearson
- Ramyar, S., & Kianfar, F. (2019). Forecasting Crude Oil Prices: A Comparison Between Artificial Neural Networks and Vector Autoregressive Models. *Computational Economics*, 53(2), 743–761. <https://doi.org/10.1007/s10614-017-9764-7>
- Rasouli, S., Tabesh, H., & Etminani, K. (2016). A Study of Input Variable Selection to Artificial Neural Network for Predicting Hospital Inpatient Flows. *British Journal of Applied Science & Technology*, 18(4), 1–8. <https://doi.org/10.9734/bjast/2016/30987>
- Schonlau, M., & Zou, R. Y. (2020). The random forest algorithm for statistical learning. *Stata Journal*, 20(1), 3–29. <https://doi.org/10.1177/1536867X20909688>
- Senjyu, T., Takara, H., Uezato, K., & Funabashi, T. (2002). One-Hour-Ahead Load Forecasting. *Trans. on Engineering, Computing and ...*, 17(1), 113–118.
- Song, K., Baek, Y., Hong, D. H., & Jang, G. (2005). *Short-Term Load Forecasting for the Holidays Using*. 20(1), 96–101. substations. Black & Veatch.
- Tabaraki, R., & Khodabakhshi, M. (2020). Performance comparison of wavelet neural network and adaptive neuro-fuzzy inference system with small data sets. *Journal of Molecular Graphics and Modelling*, 100, 107698. <https://doi.org/10.1016/j.jmgm.2020.107698>
- Taylor, J. W., de Menezes, L. M., & McSharry, P. E. (2006). A comparison of univariate methods for forecasting electricity demand up to a day ahead. *International Journal of Forecasting*, 22(1), 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2005.06.006>
- Taylor, R. C. (2014). *Fundamentos de Comercio Internacional*. Reverté.
- Tran, H. D., Muttill, N., & Perera, B. J. C. (2015). Selection of significant input variables for time series forecasting. *Environmental Modelling and Software*, 64, 156–163. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2014.11.018>
- Universidad de los Andes. (2017). *Manual de Evaluación y Valoración de Proyectos de Infraestructura Energética*. Universidad de los Andes.

- Wang, L., Yang, Y., Min, R., & Chakradhar, S. (2017). Accelerating deep neural network training with inconsistent stochastic gradient descent. *Neural Networks*, 93, 219–229. <https://doi.org/10.1016/j.neunet.2017.06.003>
- Western Electricity Coordinating Council. (2014). Capital costs for transmission and
- Wong, Y. J., Arumugasamy, S. K., & Jewaratnam, J. (2018). Performance comparison of feedforward neural network training algorithms in modeling for synthesis of polycaprolactone via biopolymerization. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 20(9), 1971–1986. <https://doi.org/10.1007/s10098-018-1577-4>
- Xie, J., & Hong, T. (2018). Variable selection methods for probabilistic load forecasting: Empirical evidence from seven states of the United States. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6), 6039–6046. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2702751>
- Yalcinoz, T., & Eminoglu, U. (2005). Short term and medium term power distribution load forecasting by neural networks. *Energy Conversion and Management*, 46, 1393–1405. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.07.005>
- Yang, Y., & Yang, Y. (2020). Hybrid method for short-term time series forecasting based on EEMD. *IEEE Access*, 8, 61915–61928. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2983588>
- Yu, H., Ming, L. J., Sumei, R., & Shuping, Z. (2020). A Hybrid Model for Financial Time Series Forecasting-Integration of EWT, ARIMA with the Improved ABC Optimized ELM. *IEEE Access*, 8, 84501–84518. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2987547>
- Zambri, N. A., Mohamed, A., & Wanik, M. Z. C. (2015). Performance comparison of neural networks for intelligent management of distributed generators in a distribution system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 67, 179–190. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.11.005>
- Zhang, G. P., & Kline, D. M. (2007). Quarterly time-series forecasting with neural networks. *IEEE Transactions on Neural Networks*, 18(6), 1800–1814. <https://doi.org/10.1109/TNN.2007.896859>
- Zheng, K., Qian, B., Li, S., Xiao, Y., Zhuang, W., & Ma, Q. (2020). Long-Short Term Echo State Network for Time Series Prediction. *IEEE Access*, 8, 91961–91974. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2994773>

**ANEXO A****RESPUESTA COMENTARIOS AGENTES**

"En el Anexo 3 se presenta el archivo Excel denominado *Comentarios*, que contiene las preguntas realizadas por las empresas fabricantes y transportadoras relacionadas con nuestro informe."

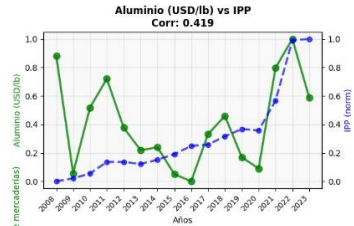
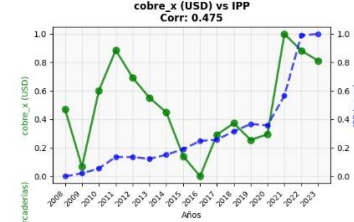
Este archivo está estructurado en las siguientes columnas:

- **Empresa:** Nombre de la empresa fabricante o transportadora.
- **Pregunta:** Detalle de la consulta realizada.
- **Respuesta:** Comentarios y aclaraciones proporcionados

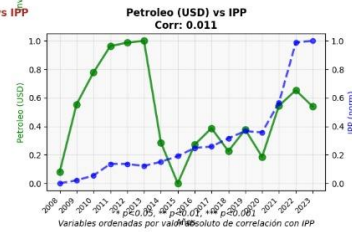
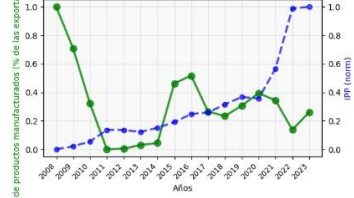
**ANEXO B****RESPUESTA COMENTARIOS CREG**

En la siguiente imagen se muestra la comparación gráfica y el coeficiente de correlación lineal de Pearson para cada variable macroeconómica considerada y el IPP. Los resultados evidencian un mayor nivel de correlación en los costos de materias primas como el acero, aluminio, oro y cobre. Asimismo, se nota una alta correlación del valor reciente del costo de cada UC con el IPP. Por otro lado, el precio del petróleo no mostró correlación alguna con la variación del IPP.

## Correlación entre Variables Macroeconómicas e IPP



**Exportaciones de productos manufacturados (% de las exportaciones de mercancías) vs IPP**  
Corr: -0.242



Variables ordenadas por valor absoluto de correlación con IPP

## **ANEXO C**

# **Análisis de Indexadores de Precios para el Sector de Energía Eléctrica en Colombia**

## **1) Resumen Ejecutivo**

El presente estudio analiza la idoneidad del Índice de Precios al Productor (IPP) como indexador para actualizar los valores de las unidades constructivas de la infraestructura del sector de energía eléctrica en Colombia, donde tradicionalmente se ha utilizado. A través de una investigación sobre la metodología y los componentes del IPP colombiano, la composición de los costos de construcción de infraestructura eléctrica, la exploración de índices de precios alternativos tanto a nivel nacional como internacional, y el análisis de la volatilidad histórica de estos índices, se busca determinar si el IPP sigue siendo el indicador más adecuado o si existen alternativas que representen mejor el comportamiento de los precios en este sector específico. La conclusión de este análisis proporcionará una base para recomendaciones sobre la política de indexación a seguir en el sector de energía eléctrica.

## **2) Metodología Actual: Análisis del Índice de Precios al Productor (IPP) colombiano**

### **2.1. Explicación Metodología de Cálculo del IPP por el DANE en Colombia**

El Índice de Precios al Productor (IPP) en Colombia, calculado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), es un indicador económico fundamental que mide la variación promedio de los precios de una canasta de bienes representativa de la producción nacional en su primera etapa de comercialización.<sup>1</sup> Este índice ofrece una perspectiva sobre la evolución de los precios desde el punto de vista del productor, abarcando tanto los bienes destinados al consumo interno como aquellos para la exportación, e incluyendo los sectores primario y secundario de la economía, aunque excluyendo el sector de servicios.<sup>2</sup>

El DANE calcula el IPP tomando en consideración una amplia gama de bienes, que incluyen alimentos y animales vivos, bebidas y tabaco, materias primas no combustibles y lubricantes, aceites y grasas de origen vegetal y animal, productos químicos, artículos manufacturados, maquinaria y equipo de transporte, entre otros.<sup>3</sup> El objetivo principal del IPP es medir la evolución mes a mes de los precios de los productos ofrecidos en el interior del país en su primera etapa de comercialización, lo que abarca tanto los bienes producidos y vendidos por empresas nacionales como por importadoras.<sup>4</sup>

La metodología de cálculo del IPP se basa en un sistema de ponderaciones que combina elementos fijos y flexibles, utilizando un índice de Laspeyres modificado.<sup>5</sup> La canasta de productos y sus ponderaciones se determinan a partir de diversas fuentes de información estadística. Para los sectores de agricultura, pesca, silvicultura y minería, se utiliza la matriz de oferta y utilización del Sistema de Cuentas Nacionales. En el caso de los productos



industriales, la principal fuente de información es la Encuesta Anual Manufacturera (EAM), mientras que para los productos de importación y exportación se recurre a las estadísticas de comercio exterior.<sup>5</sup> El año base para el cálculo del IPP es actualmente 2015.<sup>6</sup>

**Análisis:** La amplia cobertura sectorial del IPP, que incluye sectores con alta volatilidad de precios como la agricultura y la minería <sup>1</sup>, podría no reflejar con precisión la dinámica de costos específica del sector de energía eléctrica. La inclusión de productos destinados a la exportación, como el petróleo y el carbón <sup>2</sup>, podría introducir movimientos en el índice que no estén directamente relacionados con los costos de construcción de infraestructura eléctrica en Colombia.

### 2.2. Identificación de Componentes Específicos dentro del IPP relevantes para el Sector de Energía Eléctrica

Dentro de la estructura del IPP colombiano, se identifican varios componentes que guardan relación con los insumos utilizados en la construcción de infraestructura para el sector de energía eléctrica. Estos componentes se encuentran principalmente dentro de la clasificación de industrias manufactureras, que incluye sub-clases como la fabricación de productos de metal (donde se encuentran el acero y el aluminio), la fabricación de sustancias y productos químicos (que pueden incluir materiales aislantes), y la fabricación de productos minerales no metálicos (como el cemento y otros materiales de construcción).<sup>9</sup>

Sin embargo, es importante señalar que una porción significativa del peso del IPP se concentra en sectores que tienen una conexión indirecta o nula con la construcción de infraestructura eléctrica, como la fabricación de productos alimenticios y bebidas.<sup>5</sup> Esta distribución del peso dentro del índice plantea interrogantes sobre su capacidad para reflejar con precisión las variaciones de precios de los insumos críticos para el sector de energía eléctrica.

**Análisis:** Si bien algunos componentes del IPP están relacionados con los materiales utilizados en la infraestructura eléctrica, su peso relativo dentro del índice general y la influencia de otros sectores no relacionados siguen siendo una preocupación. Esta falta de enfoque específico podría resultar en actualizaciones de costos inexactas para el sector de energía eléctrica. La dinámica de precios en sectores como la producción de alimentos, que tienen sus propios impulsores de mercado, podría influir en el IPP general de una manera que no sea representativa de los costos que enfrenta el sector.

Tabla 1. Ponderación de Componentes Potencialmente Relevantes del IPP Dentro de la Industria Manufacturera (Base 2015=100)

Sub-Clase CPC (Ver. 2.0)	Peso en el IPP-DN (%)	Peso en la Industria Manufacturera (%)
Fabricación de productos básicos de hierro y acero	1.15	1.72
Fabricación de productos básicos de metales preciosos y no ferrosos	0.43	0.64



Sub-Clase CPC (Ver. 2.0)	Peso en el IPP-DN (%)	Peso en la Industria Manufacturera (%)
Fabricación de cemento, cal y yeso	0.32	0.48
Fabricación de productos de hormigón, cemento y yeso	0.47	0.70
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	0.43	0.64
Fabricación de sustancias químicas básicas	1.30	1.94
Fabricación de otros productos químicos	1.88	2.81
Fabricación de hilos y cables aislados	0.11	0.16
Fabricación de aparatos de distribución y control de la energía eléctrica	0.22	0.33

**Fuente:** Elaboración propia con base en información del DANE <sup>6</sup>, Anexo 3.

### 3) Composición de los Costos de Construcción de Infraestructura Eléctrica en Colombia

#### 3.1. Identificación de los Principales Materiales, Equipos y Mano de Obra Involucrados

La construcción de infraestructura para el sector de energía eléctrica en Colombia, que abarca desde centrales de generación hasta redes de transmisión y distribución, requiere la utilización de una variedad de materiales, equipos y mano de obra especializada. Entre los materiales primarios se encuentran el acero, fundamental para la construcción de estructuras de soporte, torres de transmisión y refuerzo en obras civiles; el cobre y el aluminio, esenciales como conductores de electricidad en cables y equipos; el cemento y el concreto, utilizados en cimentaciones, edificios de subestaciones y otras estructuras; y los aisladores, fabricados generalmente de cerámica, vidrio o materiales compuestos, cruciales para garantizar la seguridad y eficiencia de las redes eléctricas.<sup>9</sup>

En cuanto a equipos, se requiere una inversión significativa en maquinaria pesada para la preparación del sitio, la excavación, el levantamiento e instalación de grandes componentes. Esto incluye grúas de alta capacidad, excavadoras, equipos de tendido de cables y maquinaria especializada para la construcción de subestaciones y centrales eléctricas. Además, se necesitan equipos eléctricos especializados como transformadores, interruptores de circuito, equipos de protección y control, y sistemas de cableado de alta y baja tensión.<sup>10</sup>

La mano de obra es otro componente crítico del costo, que incluye tanto personal calificado como no calificado. Se requiere la participación de ingenieros electricistas y civiles, técnicos

especializados en instalación y mantenimiento de equipos eléctricos, electricistas, operarios de maquinaria, y trabajadores de construcción en general.<sup>10</sup>

**Análisis:** La estructura de costos de los proyectos de infraestructura eléctrica se caracteriza por una alta dependencia de materias primas industriales específicas y equipos tecnológicamente avanzados. Un indexador de precios ideal para este sector debería seguir de cerca las fluctuaciones de precios de estos insumos clave.

### 3.2. Análisis del Peso Relativo y los Impulsores de Costos de Estos Componentes

El peso relativo de los materiales, equipos y la mano de obra en el costo total de la construcción de infraestructura eléctrica puede variar significativamente según el tipo y la escala del proyecto.<sup>15</sup> Por ejemplo, la construcción de una extensa línea de transmisión de alta tensión podría tener una mayor proporción de costos asociados a materiales (conductores, torres) en comparación con la construcción de una subestación, donde la inversión en equipos especializados podría representar una parte más sustancial del presupuesto.<sup>11</sup>

Los costos de los materiales y equipos están fuertemente influenciados por los precios de las materias primas a nivel global, las fluctuaciones en las tasas de cambio (dado que muchos equipos y algunos materiales pueden ser importados), y las condiciones del mercado interno, incluyendo la oferta y la demanda local.<sup>10</sup> La mano de obra, por su parte, está sujeta a las tarifas del mercado laboral local, la disponibilidad de personal cualificado en las regiones donde se desarrollan los proyectos, y los acuerdos salariales vigentes en los sectores de la construcción y la energía.<sup>10</sup>

**Análisis:** La significativa influencia de los precios internacionales de las materias primas y las tasas de cambio en los costos de la infraestructura eléctrica en Colombia subraya la importancia de considerar índices de precios internacionales para los materiales clave. La variabilidad en las estructuras de costos entre diferentes tipos de infraestructura energética también destaca la necesidad de un indexador que pueda adaptarse a estas diferencias o ser específico para segmentos particulares del sector.

Tabla 2. Estructura de Costos Estimada de Proyectos Representativos de Infraestructura Eléctrica en Colombia (%)

Categoría de Costo	Línea de Transmisión de Alta Tensión	Subestación (Varios Niveles de Tensión)	Central de Generación Renovable (Solar Fotovoltaica)
Materiales	40-50	30-40	50-60
Conductores (Cobre/Aluminio)	15-20	5-10	10-15
Acero (Estructuras/Torres)	15-20	10-15	15-20
Aisladores	5-10	5-10	5-10
Concreto	5-10	10-15	10-15

Categoría de Costo	Línea de Transmisión de Alta Tensión	Subestación (Varios Niveles de Tensión)	Central de Generación Renovable (Solar Fotovoltaica)
Equipos Especializados	20-30	40-50	20-30 (Paneles, Inversores)
Mano de Obra	20-30	15-25	15-25
Otros Costos (Terrenos, Permisos, Ingeniería, transporte)	5-10	5-10	5-10

**Fuente:** Estimación basada en diversos informes de la industria y proyectos de referencia.<sup>15</sup> Los rangos reflejan la variabilidad entre diferentes proyectos.

## 4) Exploración de Índices de Precios Alternativos en Colombia

### 4.1. Examen del Índice de Costos de la Construcción de Vivienda (ICCV): Metodología y Desglose de Componentes

El Índice de Costos de la Construcción de Vivienda (ICCV) es un indicador diseñado para medir la evolución promedio de los costos de los insumos utilizados en la construcción de viviendas en quince ciudades de Colombia. El ICCV realiza un seguimiento de las variaciones de precios en tres grupos principales de costos: materiales, mano de obra y maquinaria y equipo, para diferentes tipos de vivienda, incluyendo unifamiliar, multifamiliar y de interés social.<sup>19</sup>

La metodología del ICCV se basa en un índice de Laspeyres modificado, que emplea tanto ponderaciones fijas como flexibles. Las ponderaciones se derivan de la información presupuestaria proporcionada por empresas especializadas en la construcción de viviendas a nivel nacional.<sup>19</sup> El año base para el cálculo del ICCV se estableció en 1999.<sup>20</sup>

**Análisis:** Dado su enfoque específico en la construcción de edificios residenciales, es poco probable que el ICCV refleje con precisión la dinámica de costos de los proyectos de infraestructura pesada en el sector de energía eléctrica. Los tipos de materiales, equipos y mano de obra, así como sus proporciones relativas, difieren significativamente entre la construcción de viviendas y la infraestructura energética. Por lo tanto, el ICCV no se considera una alternativa adecuada al IPP para este sector.

### 4.2. Análisis de otros Índices de Precios Sectoriales potencialmente relevantes disponibles en Colombia

Históricamente, Colombia contaba con el Índice de Costos de la Construcción Pesada (ICCP), cuyo objetivo era medir las variaciones de precios de los insumos utilizados en la construcción de carreteras y puentes.<sup>21</sup> Sin embargo, en 2021, el DANE reemplazó el ICCP con el Índice de Costos de la Construcción de Obras Civiles (ICOCIV).<sup>22</sup>

El ICOCIV es un índice más amplio que mide la variación promedio de los costos de una canasta representativa de insumos para todo tipo de obras civiles en Colombia. Esto incluye infraestructura como minas y plantas industriales; tuberías para la conducción de gas a larga distancia, líneas de comunicación y cables de poder; puertos, canales, presas, sistemas de riego y otras obras hidráulicas (acueductos); escenarios deportivos al aire libre; y carreteras, calles, vías férreas, pistas de aterrizaje, puentes, carreteras elevadas y túneles.<sup>23</sup> El ICOCIV utiliza la Clasificación Central de Productos (CPC) Versión 2.0 AC para una categorización detallada de los costos involucrados.<sup>23</sup>

**Análisis:** El ICOCIV, con su cobertura expandida que incluye líneas de energía y plantas industriales, se presenta como una alternativa más relevante al IPP para el sector de energía eléctrica en comparación con el ICCV. Su metodología y los tipos de obras civiles que abarca están más estrechamente alineados con los proyectos de infraestructura en el sector energético.

Tabla 3. Comparación de Metodologías y Cobertura de Índices de Precios de la Construcción Colombianos

Característica	Índice de Precios al Productor (IPP)	Índice de Costos de la Construcción de Vivienda (ICCV)	Índice de Costos de la Construcción de Obras Civiles (ICOCIV)
Metodología	Laspeyres modificado	Laspeyres modificado	Laspeyres modificado
Año Base	2015	1999	2020
Cobertura	Bienes (Agricultura, Minería, Industria Manufacturera, Importados, Exportados)	Vivienda (Unifamiliar, Multifamiliar, VIS)	Obras Civiles (Carreteras, Puentes, Líneas Eléctricas, Plantas Industriales, etc.)
Relevancia para Infraestructura Eléctrica	Baja (Cobertura amplia, incluye sectores no relacionados)	Baja (Específico para vivienda)	Media-Alta (Incluye líneas eléctricas y plantas industriales)

**Fuente:** Elaboración propia con base en documentación del DANE.<sup>6</sup>

## 5) Índices Internacionales de precios de Materias Primas

### 5.1. Identificación y análisis de Índices Internacionales clave para materiales y equipos relevantes en Infraestructura Eléctrica

Dado el carácter global de los mercados de materias primas, los índices de precios internacionales para materiales y equipos clave como el acero, el cobre y el aluminio pueden proporcionar información valiosa sobre las tendencias de precios que afectan el costo de la infraestructura eléctrica. El London Metal Exchange (LME) es una fuente importante de índices de precios para el cobre y el aluminio, mientras que existen varios índices que rastrean los precios del acero a nivel mundial.<sup>10</sup> Estos índices reflejan la dinámica de la oferta y la demanda global, que puede tener un impacto significativo en el

mercado colombiano, especialmente considerando que Colombia importa una parte de estos materiales y equipos.

### 5.2. Evaluación de su relevancia y aplicabilidad al Mercado Colombiano

La relevancia de los índices de precios internacionales para el mercado colombiano está condicionada por factores como las fluctuaciones en el tipo de cambio entre el peso colombiano y las principales divisas (especialmente el dólar estadounidense, en el que se cotizan muchas materias primas), los aranceles de importación y otras políticas comerciales, y las condiciones específicas del mercado local relacionadas con la oferta, la demanda y los costos de transporte.<sup>11</sup> Si bien los índices internacionales proporcionan un punto de referencia para los movimientos de precios a nivel global, deben considerarse en conjunto con estos factores domésticos para reflejar los costos reales que enfrenta el sector de infraestructura eléctrica colombiano.

**Análisis:** El seguimiento de los índices internacionales de precios de materias primas puede ofrecer una indicación temprana de posibles fluctuaciones de precios en el sector de infraestructura eléctrica colombiano. Sin embargo, la aplicación directa de estos índices para ajustes de precios en Colombia se ve limitada por la influencia de factores económicos locales, particularmente el tipo de cambio y las condiciones del mercado interno.

Tabla 4. Índices internacionales relevantes de precios de materias primas para infraestructura eléctrica

Índice	Publicador	Cobertura Geográfica	Frecuencia de Actualización	Descripción
LME Cobre	London Metal Exchange	Global	Diaria	Precio de contrato de futuros de cobre de grado A.
LME Aluminio	London Metal Exchange	Global	Diaria	Precio de contrato de futuros de aluminio primario.
CRU Steel Price Index	CRU Group	Global	Semanal	Índice de precios para una canasta de productos de acero.
Platts Global Cement Price Assessment	S&P Global Commodity Insights	Global	Mensual	Evaluación de los precios del cemento en varios mercados regionales a nivel mundial.

**Fuente:** Elaboración propia con base en información de los publicadores de los índices.

## **6) Análisis de volatilidad histórica y correlación**

### **6.1. Análisis comparativo de la volatilidad histórica del IPP con otros índices identificados**

Estudios previos sugieren que el Índice de Precios al Productor (IPP) colombiano, especialmente la serie de Oferta Interna, ha exhibido históricamente una mayor volatilidad en comparación con el Índice de Precios al Consumidor (IPC).<sup>5</sup> Un análisis comparativo de la volatilidad histórica del IPP con la del ICOCIV y los índices internacionales de precios de materias primas relevantes es esencial para determinar cuál refleja mejor las fluctuaciones de costos en el sector de energía eléctrica. La mayor volatilidad del IPP podría generar inestabilidad en las tarifas del sector eléctrico si continúa siendo el principal indexador. Un índice más estable podría proporcionar una mejor previsibilidad tanto para los proveedores de servicios como para los consumidores.

### **6.2. Evaluación de cuál índice refleja de manera más precisa las fluctuaciones de los costos en el Sector de Energía Eléctrica**

Determinar qué índice refleja con mayor precisión las fluctuaciones en los costos de construcción dentro del sector de energía eléctrica en Colombia requiere un análisis de la correlación entre los movimientos históricos del IPP (y sus subcomponentes relevantes), el ICOCIV (y sus categorías pertinentes), los índices internacionales de precios de materias primas clave, y, de ser posible, los datos históricos reales sobre los costos de construcción de proyectos de infraestructura eléctrica en Colombia. Una correlación más alta sugeriría que el índice refleja con mayor exactitud la dinámica de costos del sector.

**Análisis:** La volatilidad histórica de un índice de precios no debería ser un factor importante a considerar al seleccionar un indexador, sin embargo, para el sector de energía eléctrica y con base en el comportamiento del IPP de los periodos 2021 y 2022, donde alcanzó una variación máxima de 28.5% en octubre de 2022, generó un crecimiento artificial de las tarifas de energía afectando al sector en general, por lo tanto, un índice que refleje el comportamiento de los costos reales y a demás que presente baja volatilidad proporcionaría mayor estabilidad a las tarifas y facilitaría la planificación a largo plazo.

Además, la correlación entre el índice y los costos reales de construcción en el sector energético es crucial para asegurar que las actualizaciones de precios sean precisas y reflejen las condiciones económicas subyacentes.

## **7) Índices de precios específicos para la construcción de infraestructura energética a nivel internacional**

Una investigación sobre las prácticas regulatorias internacionales en países con sectores energéticos desarrollados podría revelar el uso de índices de precios especializados diseñados específicamente para proyectos de infraestructura energética. Estos índices podrían ser compuestos, rastreando los costos de materiales, equipos y mano de obra que

son particularmente relevantes para la construcción de centrales eléctricas, líneas de transmisión y subestaciones. Comprender la construcción y aplicación de estos índices internacionales podría proporcionar información valiosa para Colombia en su búsqueda de un mecanismo de indexación más adecuado para su sector de energía eléctrica.

**Análisis:** Si bien la adopción directa de un índice internacional podría enfrentar desafíos debido a diferencias en los contextos económicos y marcos regulatorios, las metodologías y los componentes específicos rastreados por estos índices podrían informar el desarrollo de una solución a medida para Colombia, lo que podría conducir a un mecanismo de indexación más preciso y representativo.

## **8) Evaluación de las ventajas y desventajas de continuar utilizando el IPP frente a la adopción de un índice alternativo**

### **8.1. Ventajas y desventajas de continuar utilizando el IPP**

**Ventajas:** El IPP es un índice ya establecido y familiar para los actores del sector, y su uso está integrado en los marcos regulatorios existentes.<sup>17</sup> El DANE cuenta con una metodología bien definida para su cálculo y publica los datos de manera regular, lo que garantiza una fuente de información consistente.<sup>1</sup>

**Desventajas:** La amplia cobertura sectorial del IPP y su alta volatilidad, influenciada por sectores no relacionados con la infraestructura eléctrica, pueden llevar a actualizaciones de costos inexactas y a la inestabilidad de las tarifas.<sup>5</sup> La composición del índice podría no representar adecuadamente los costos específicos de materiales, equipos y mano de obra que son dominantes en los proyectos de infraestructura de energía eléctrica.<sup>5</sup>

**Análisis:** Si bien la familiaridad y la infraestructura de datos existente para el IPP son ventajas, su desalineación fundamental con la estructura de costos del sector de energía eléctrica y su volatilidad inherente son inconvenientes significativos que podrían afectar negativamente la previsibilidad de las tarifas y la planificación financiera de los proyectos de infraestructura.

### **8.2. Pros y Contras de adoptar un índice alternativo**

#### **ICOCIV:**

- **Ventajas:** Su cobertura de obras civiles, incluyendo líneas de energía y plantas industriales, sugiere una mejor alineación potencial con los tipos de infraestructura del sector de energía eléctrica, lo que podría conducir a una indexación de costos más representativa.<sup>23</sup> El DANE también tiene una metodología transparente para el ICOCIV y lo publica regularmente.<sup>23</sup> Además, el ICOCIV tiene un detalle que hace un desglose que lleva agrupaciones (aplica el Código 530203) y subclases (53242 LL Tx) e inclusive por tipo de obra (53242\_21) || 530204 / 53262\_42 SSEE).
- **Desventajas:** Al ser un índice relativamente nuevo introducido en 2021, los datos



históricos disponibles para el análisis de tendencias a largo plazo podrían ser limitados en comparación con el IPP.<sup>25</sup> Se necesita un análisis más profundo de su desglose de componentes específicos para determinar completamente su representatividad de la estructura de costos única dentro del sector de energía eléctrica.

### Índices Internacionales:

- **Ventajas:** Los índices internacionales de materias primas clave pueden proporcionar un reflejo directo de las tendencias de precios globales para insumos como el acero, el cobre y el aluminio, que son cruciales para la infraestructura eléctrica.<sup>10</sup>
- **Desventajas:** La aplicabilidad directa de los índices internacionales al mercado colombiano se ve limitada por la volatilidad del tipo de cambio, los aranceles de importación y las condiciones del mercado local.<sup>11</sup> Una adopción directa podría no ser factible, y podrían ser necesarios ajustes o el desarrollo de un enfoque híbrido.

**Análisis:** El ICOCIV parece ser la alternativa nacional más prometedora al IPP, ofreciendo una mejor alineación sectorial. Sin embargo, su historial de datos limitado y la necesidad de un análisis detallado de los componentes son factores que requieren una consideración cuidadosa. Los índices internacionales proporcionan información valiosa sobre las tendencias globales, pero necesitan ser adaptados al contexto colombiano.

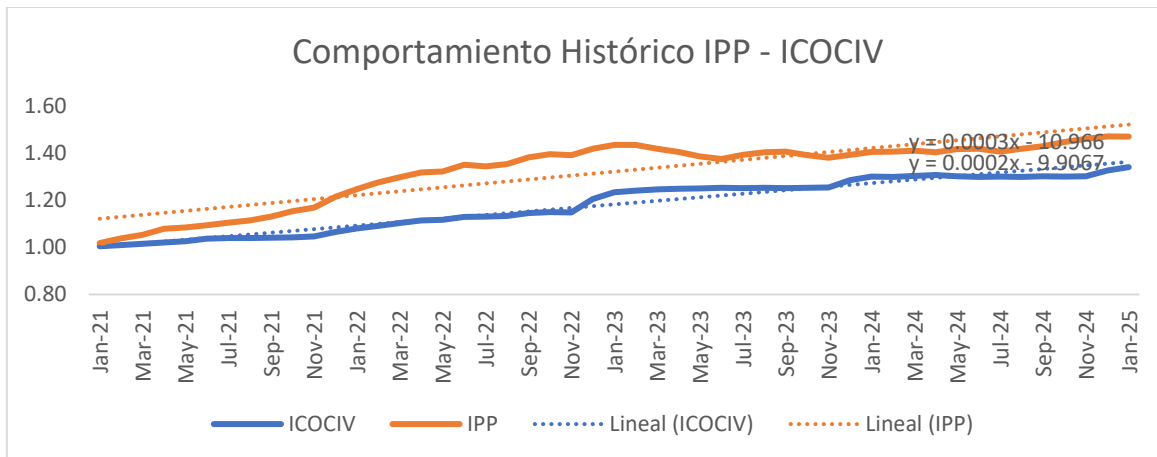
Tabla 6. Evaluación Comparativa de Indexadores de Precios para el Sector de Energía Eléctrica en Colombia

Criterio	IPP	ICOCIV	Índice Internacional (Ej. LME Cobre)
Representatividad de Costos	Baja-Media (Cobertura amplia, incluye sectores no relacionados)	Media-Alta (Incluye líneas eléctricas y plantas industriales)	Media (Refleja precios de materias primas clave, pero no otros costos)
Disponibilidad de Datos	Alta (Serie histórica extensa, publicación regular)	Media (Serie histórica más corta, publicación regular)	Alta (Publicación diaria/semanal)
Transparencia Metodológica	Alta (Metodología del DANE bien documentada)	Alta (Metodología del DANE bien documentada)	Alta (Metodologías generalmente bien documentadas)
Volatilidad	Alta	Media	Alta
Familiaridad y Aceptación	Alta (Actualmente en uso)	Media-Baja (Índice relativamente nuevo)	Baja (No es un índice colombiano)
Facilidad de Implementación	Alta (Infraestructura regulatoria existente)	Media (Requiere ajustes regulatorios)	Baja (Requiere adaptación y consideración de factores locales)



## 9) Comparativo IPP – ICOCIV

Imagen. Evolución Indicadores IPP - ICOCIV



En la Imagen se muestra la evolución histórica de los indicadores IPP e ICOCIV calculados con referencia al mes de enero de 2021, en esta se observa cómo ambas curvas son aproximadamente paralelas, lo que permite colegir que a nivel de tendencia ambas presentan una correlación de 0.91<sup>4</sup>, lo que significa que el IPP está en capacidad de explicar el comportamiento del ICOCIV y viceversa.

## 10) Conclusión y recomendaciones de Política

Con base en el análisis realizado, se concluye que el Índice de Precios al Productor (IPP), a pesar que en su forma actual no aparece el índice más adecuado para actualizar los valores de las unidades constructivas en el sector de energía eléctrica en Colombia, continúa siendo un indicador macroeconómico importante, bien establecido y con información histórica relevante. No obstante, su amplia cobertura sectorial y su volatilidad, influenciada por sectores no directamente relacionados con la infraestructura eléctrica, pueden generar señales de precios inexactas para este sector específico.

En contraste, el Índice de Costos de la Construcción de Obras Civiles (ICOCIV) se presenta como una alternativa que podría considerarse en vista que su cobertura, que incluye líneas de energía y plantas industriales, se alinea mejor con los tipos de infraestructura presentes en el sector de energía eléctrica. Sin embargo, su relativa novedad y la necesidad de un análisis más detallado de sus componentes requieren una consideración cuidadosa antes de una adopción generalizada, además se encuentra altamente correlacionado con el comportamiento del IPP, como se mostró en la Imagen Evolución Indicadores IPP - ICOCIV.

De otro lado, los índices internacionales de precios de materias primas ofrecen información valiosa sobre las tendencias globales de costos de insumos clave como el acero, el cobre

<sup>4</sup> Cálculo propio hoja COMP INDICE MACRO ECONOMICOS Anexo 2. Base de Datos

y el aluminio. Sin embargo, su aplicación directa en Colombia debe tener en cuenta las fluctuaciones del tipo de cambio y las condiciones del mercado local.

En conclusión, si bien el IPP ha sido el índice tradicionalmente utilizado, la evolución de los índices de precios en Colombia, particularmente con la aparición del ICOCIV, y la dinámica de los mercados de materias primas a nivel internacional, sugieren que existen alternativas que podrían representar mejor el comportamiento de los precios en el sector de energía eléctrica. Una transición hacia un índice más específico y representativo podría contribuir a una mayor precisión en la actualización de los costos de infraestructura, lo que a su vez podría tener un impacto positivo en la estabilidad de las tarifas y la planificación del desarrollo del sector energético colombiano.

**11) Bibliografía**

1. Índice de Precios del Productor IPP Diciembre de 2017 - SIR Huila, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://www.sirhuila.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/Boletn-de-Indice-de-Precios-del-Productor-Diciembre-2017.pdf>
2. ¿Cuál IPP explica en mayor medida al IPC? - VISIÓN Davivienda, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://vision.davivienda.com/macroeconomia/perspectivas-inflacion/especial-ipp-e-ipc-jun23>
3. IPC - IPP - Enciclopedia | La Red Cultural del Banco de la República - Banrepcultural.org, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://enciclopedia.banrepcultural.org/index.php?title=IPC - IPP>
4. microdatos.dane.gov.co, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://microdatos.dane.gov.co/index.php/catalog/43/download/405>
5. asoenergia.com, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://asoenergia.com/wp-content/uploads/2024/10/Entrega-Final-VF.pdf>
6. Metodología del índice de precios al productor de ... - Cepal, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://repositorio.cepal.org/bitstreams/e4546970-04cc-40f7-aeb6-efdf3fae0b8/download>
7. Boletín técnico, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://ambitojuridico.com/sites/default/files/2024-10/BOLETIN-IPPseptiembre-2024.pdf>
8. Boletín técnico Índice de precios del productor (IPP) enero 2020 - SIR Huila, fecha de acceso: abril 8, 2025, [https://www.sirhuila.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/Boletn\\_indice\\_de\\_Precios\\_del\\_Productor\\_Enero\\_2020.pdf](https://www.sirhuila.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/Boletn_indice_de_Precios_del_Productor_Enero_2020.pdf)
9. Informe Económico - Camacol, fecha de acceso: abril 8, 2025, [https://camacol.co/sites/default/files/descargables/Informe%20Econ%C3%B3mico%20114%20VF\\_Formato\\_0.pdf](https://camacol.co/sites/default/files/descargables/Informe%20Econ%C3%B3mico%20114%20VF_Formato_0.pdf)
10. INFORME SOBRE COSTOS DE CONSTRUCCIÓN TENDENCIA DE LOS INDICADORES LÍDERES DE VIVIENDA - Camacol, fecha de acceso: abril 8, 2025, [https://camacol.co/sites/default/files/descargables/TENDENCIAS%20ED%2023%20-%20JUNIO%2010%20DE%2022-1-DE%20BAJA\\_compressed.pdf](https://camacol.co/sites/default/files/descargables/TENDENCIAS%20ED%2023%20-%20JUNIO%2010%20DE%2022-1-DE%20BAJA_compressed.pdf)
11. ANEXO No. 2 COSTOS FOB DE LAS UNIDADES ..., fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/cdccc2dfb528bb3cc0525785a007a5e12.html>
12. Línea subterránea de distribución de baja tensión en canalización entubada - Generador de Precios. Colombia, fecha de acceso: abril 8, 2025, [http://www.colombia.generadordeprecios.info/espacios\\_urbanos/Instalaciones/Urbanas/IUB\\_Lineas\\_subterraneas\\_de\\_baja\\_tension/IUB025\\_Linea\\_subterranea\\_de\\_distribucion\\_d.html](http://www.colombia.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/IUB_Lineas_subterraneas_de_baja_tension/IUB025_Linea_subterranea_de_distribucion_d.html)
13. Línea subterránea de distribución de baja tensión directamente enterrada - Generador de Precios. Colombia, fecha de acceso: abril 8, 2025, [http://www.colombia.generadordeprecios.info/espacios\\_urbanos/Instalaciones/Urbanas/IUB\\_Lineas\\_subterraneas\\_de\\_baja\\_tension/IUB020\\_Linea\\_subterranea\\_de\\_distribucion\\_d.html](http://www.colombia.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/IUB_Lineas_subterraneas_de_baja_tension/IUB020_Linea_subterranea_de_distribucion_d.html)
14. Listado de precios - EPM, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://www.epm.com.co/epm-a-tu-puerta/listado-de-precios/>
15. contratacion.hfller.gov.co, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://contratacion.hfller.gov.co/documents/2022/176/EQ4fq2blOdcuJ5V7J8qBOJcJjMFebF5pggUBmPHn.pdf>

16. Costos escenarios nacionales Transición Energética Justa - Ministerio de Minas y Energía, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://minenergia.gov.co/documents/12635/Costos-TEJ-2024.pdf>
17. gestornormativo.creg.gov.co, fecha de acceso: abril 8, 2025, [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto\\_Resoluci%C3%B3n\\_CREG\\_701\\_055\\_2024/Documento\\_CREG\\_901\\_107\\_2024.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_055_2024/Documento_CREG_901_107_2024.pdf)
18. Impacto sectorial del choque de costos y perspectivas 2024 - Investigaciones Económicas Corficolombiana, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://investigaciones.corfi.com/documents/38211/0/231205%20Informe%20Perspectiva%20Sectorial.%20Impacto%20sectorial%20del%20choque%20de%20costos%20y%20perspectivas%202024.pdf/35e586ac-2e61-2e0a-f15d-727888e39aa0>
19. microdatos.dane.gov.co, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://microdatos.dane.gov.co/index.php/catalog/264/download/3956>
20. Boletín Técnico Índice de Costos de la Construcción de Vivienda -ICCV - Abril 2017 - SIR Huila, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://www.sirhuila.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/22Boletn-Indice-de-Costos-de-la-Construccin-de-Vivienda-Abril-2017.pdf>
21. proyeccion iccp - IDU, fecha de acceso: abril 8, 2025, [https://www.idu.gov.co/Archivos\\_Portal/2020/Transparencia/Informaci%C3%B3n\\_de\\_Interes/Siipviales/Proyecciones/20210126-Visor-Proyeccion-IDU-ICCP.xlsx](https://www.idu.gov.co/Archivos_Portal/2020/Transparencia/Informaci%C3%B3n_de_Interes/Siipviales/Proyecciones/20210126-Visor-Proyeccion-IDU-ICCP.xlsx)
22. Documento de trabajo - Gestor Normativo de la CRA, fecha de acceso: abril 8, 2025, [https://normas.cra.gov.co/gestor/docs/original/documents/DOC\\_CRA\\_0962\\_2022.pdf](https://normas.cra.gov.co/gestor/docs/original/documents/DOC_CRA_0962_2022.pdf)
23. Colombia - Índice de Costos de la Construcción de Obras Civiles ..., fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://microdatos.dane.gov.co/catalog/711>
24. Índice de costos de la construcción de edificaciones ICOCED enero 2022 - YouTube, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://www.youtube.com/watch?v=ZpuvKofojKE>
25. Estudio de Generalidades del Marco Tarifario - Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico, fecha de acceso: abril 8, 2025, [https://www.cra.gov.co/sites/default/files/documents/2023-09/20092023-Estudio\\_Generalidades.pdf](https://www.cra.gov.co/sites/default/files/documents/2023-09/20092023-Estudio_Generalidades.pdf)
26. Índice de precios del productor (IPP) - Banco de la República, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://www.banrep.gov.co/es/glosario/ipp>
27. Índice de precios del productor (IPP) - Banco de la República, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://www.banrep.gov.co/es/print/pdf/node/50408>
28. #DANEExplica - Índice de Precios del Productor (IPP) - YouTube, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://www.youtube.com/watch?v=IBAlZwiWj5w>
29. SOLO PARA PARTICIPANTES DOCUMENTO DE REFERENCIA LC/CEA.11/DDR/4 25 de noviembre de 2021 ORIGINAL: ESPAÑOL 21-00904 Undécima Re - Red de Transmisión del Conocimiento, fecha de acceso: abril 8, 2025, [https://rtc-cea.cepal.org/sites/default/files/document/files/21-00904%20CEA.11%20DDR.4\\_Medicion%20de%20precios.pdf](https://rtc-cea.cepal.org/sites/default/files/document/files/21-00904%20CEA.11%20DDR.4_Medicion%20de%20precios.pdf)
30. REVISIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA Diciembre de 2023 - Comisión de Regulación de Comunicaciones, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://www.crcom.gov.co/system/files/Biblioteca%20Virtual/Documento%20de%20respuesta%20-%20Revisi%C3%B3n%20de%20las%20metodolog%C3%ADas%20de%20actualizaci%C3%B3n%20tarifaria/Respuesta-Comentarios-2000-38-3-13.pdf>

31. Bogotá, 8 de mayo de 2023 Doctor NICOLÁS SILVA CORTÉS director ejecutivo COMISIÓN DE REGULACIÓN DE COMUNICACIONES Calle 59, fecha de acceso: abril 8, 2025, <https://crcom.gov.co/system/files/Proyectos%20Comentarios/2000-38-3-13/Comentarios/claro-2000-38-3-13-1.pdf>