

Informe 2: Actualización de los Valores de Unidades Constructivas



Noviembre 28 de 2024

Barranquilla, noviembre 28 de 2024

Señores (as),
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
Atn. Dra. Denice Romero López
Asesora - Regulación
Bogotá D.C.

Referencia: Contrato de Consultoría N° 2024-112 ISES SAS

Asunto: Presentación del informe 2 denominado “Actualización de los Valores de Unidades Constructivas”

Estimada Dra. Denice,

Formalizamos ante usted la presentación del informe 2 denominado “Actualización de los Valores de Unidades Constructivas” dentro del marco del desarrollo del contrato número 2024-112 ISES SAS, cuyo objeto es “*Consultoría para 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*”.

Cordialmente,



C.C 73.144.071

HARRY WILLIAM RAMOS

Gestión Operativa y Administrativa del Contrato
Ingeniería y soluciones Especializadas – ISES S.A.S.
Correo: hramos@ises.com.co
Móvil: 3126024306

CONTENIDO

	Pág.
1. Introducción	3
2. Objetivo	4
3. Metodología.....	4
3.1. Recopilación de Información	4
3.2. Análisis de la información.....	5
4. Alcance.....	6
5. Referencias Internacionales	6
5.1. Honduras.....	7
5.2. Chile.....	8
5.3. Argentina.....	8
5.4. Perú	8
6. Normalización de los Datos	8
7. Conformación de las UC.....	12
8. Metodología Determinación de la Vida Útil	18
8.1. Enfoque metodológico:.....	25
9. Conclusiones	27

1. Introducción

Este proyecto forma parte del contrato 2024-112 para el estudio técnico de actualización de las Unidades Constructivas (UC) de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El principal objetivo es revisar y actualizar los valores de referencia establecidos en la Resolución CREG 011 de 2009, "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica" y sus anexos. Dicha normativa define las UC empleadas para valorar los activos de transmisión y determinar los ingresos de los transmisores de energía eléctrica en Colombia sobre la infraestructura existente.

La actualización de las UC es fundamental por la evolución del sector eléctrico y la incorporación de tecnologías emergentes, que pueden instalarse a nivel del Sistema de Transmisión Nacional (STN). En los últimos años, se han observado avances significativos en la electrónica de potencia, los materiales conductores, las tecnologías de la información y la automatización, que han surgido nuevos equipos y sistemas de transmisión con mejores prestaciones, mayor eficiencia y menor impacto ambiental.

La integración de estas tecnologías en el STN requiere la definición de nuevas UC que posibiliten una valoración adecuada de los activos, asegurando así una remuneración justa y proporcional a las inversiones de los agentes TN. Así mismo, 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.

Este informe se centra en la actualización de los costos reconocido para las Unidades Constructivas existentes y en la identificación e incorporación de aquellas que, siendo convencionales, no hacían parte de la base de datos de referencia para el sector. Para ello, se ha realizado una revisión de la información disponible, la cual incluye documentos técnicos, información suministrada por agentes del sector y consultas con expertos. De esta manera, el estudio se ha dividido 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 la 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.

Con base en lo anterior, en el informe 1 de esta consultoría se encuentran los resultados de la vigilancia tecnológica desarrollada para la identificación de las nuevas tecnologías y no asimiladas. En el informe 2 se aborda la actualización de las unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009, considerado como

fuentes de principales información documentos regulatorios de estudios pasados como las circulares CREG 038 de 2014 y 029 de 2018, fuentes internacionales y las recientes solicitudes del regulador a los transmisores de energía eléctrica bajo las Circulares CREG 012, 076 y 092 de 2024.

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

Este documento forma parte de las actividades contempladas en el CONTRATO DE CONSULTORÍA N° 2024-112 ISES SAS.

2. Objetivo

Describir la metodología de valoración de las Unidades Constructivas (UC) que se encuentran definidas en la Resolución CREG 011 de 2009 para el Sistema de Trasmisión Nacional (STN) y la incorporación de Unidades Constructivas convencionales que no venían siendo incluidas.

3. Metodología

Para el desarrollo de este estudio, se llevaron a cabo las siguientes etapas:

3.1. Recopilación de Información

Se realizó la búsqueda de información relevante sobre activos de transmisión, tanto a nivel nacional como internacional. Las fuentes de información incluyeron:

Información Regulatoria

Documento	Tipo de información
Resoluciones CREG 011 de 2009	Metodologías de remuneración de trasmisión Metodologías de valoración
Resoluciones CREG 015 de 2018	Metodologías 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

Documento	Tipo de información
Circulares CREG 012 de 2024	Reportes de precios por empresas
Circulares CREG 076 de 2024	Reportes de precios por empresas
Circulares CREG 092 de 2024	Reportes de precios por empresas

- Además, se consultaron bases de datos internacionales relevantes para conocer las prácticas y costos de otros países en la transmisión de energía eléctrica. Estas fuentes incluyeron:

País	Entidad
Perú	OSINERGMIN 2023
Chile	CNE 2024
Honduras	ENEE 2021
Argentina	CAMMESA

- Se obtuvo información del mercado a través de entrevistas con transmisores nacionales (TN), fabricantes y proveedores, y se contó con los conceptos de expertos en el área de transmisión de energía.

Por último, se identificó la necesidad de información adicional por parte de los transmisores nacionales y otros agentes. Se diseñaron formatos específicos para recoger estos datos, distribuidos a los agentes correspondientes.

3.2. Análisis de la información

- **Valoración de las Unidades Constructivas**

Se estableció una metodología para la valoración económica de las UC, considerando una estimación mediante la homologación y normalización de los datos comparada con las fuentes de información consultada, como proveedores, bases de datos de la industria y publicaciones especializadas. Además de otros criterios como la inflación, el tipo de cambio y la vida útil de los activos.

- **Análisis Comparativo**

Se llevó a cabo un análisis comparativo entre los valores de las UC establecidos en la Resolución CREG 011 de 2009, los valores actualizados en las Circulares CREG 090 de 2021 y 076 de 2024, los valores propuestos en este informe.

4. Alcance

Describir la metodología de actualización de los valores de referencia de las Unidades Constructivas (UC) que se encuentran definidas en la Resolución CREG 011 de 2009 para el Sistema de Trasmisión Nacional (STN) y la incorporación de Unidades Constructivas convencionales que no venían siendo incluidas.

Presentar los valores actualizados, describiendo su composición.

5. 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 1. 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 convencionales resoluciones, detallando costos para normativas para infraestructura de transmisión y distribución. La CRE publica costos específicos para UC en su portal.	Uso de UC con metodologías de costos de infraestructura	Resolución suRES/073/2015, en Manuales de Tarifas de la CRE
Brasil	ANEEL utiliza el WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital) para establecer costos de UC en concesión	Estandarización de UC en base a contratos de concesión	Al consultar la página web de ANEEL no se conlogra tener acceso a la

País	Enfoque de Regulación y Metodología de Costos de UC	Actualización de Tarifas y Frecuencia	Ejemplo de Normativa
	contratos de concesión. Las tarifas reflejan costos de operación y mantenimiento, y precios de referencia están disponibles en su portal	componentes desagregados	base de datos por restricciones de ciberseguridad. 
Chile	La Comisión Nacional de Energía (CNE) define UC como parte del Estándar en UC; se marco de regulación tarifaria. Publicación periódica de valores de referencia para transmisión y distribución	se detalla el costo por unidad de infraestructura y regulaciones	Resolución Exenta No. 106
Honduras	Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENNE	Se estuda 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 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

5.1. Honduras

Según el estudio realizado por ASINELSA SA – Argentina para Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENNE, en Honduras se estuda 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.

5.2. 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, tarificación 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. Sin embargo, la información no es suficientemente desagregada para utilizarla en la valoración de las UC.

5.3. 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.

5.4. 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.

6. Normalización de los Datos

Datos OSINERGMIN No 037-2024-OS/CD

En esta base de datos, el valor de los equipos se categoriza según su origen y la fecha de la cotización ver Cuadro 1. 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.

DESCRIP	FECHA	DESC_COM	PUER_EMBAR	PUER_DESC	FECH_LLEGA	CPAIS_PROC	DPAIS_PROC	TENSION	REGULAT	CONDIC
PARARRAYOS Y LIMITADORES DE TENSIC	20230109	PARARRAYO, XD, Y20W-198/494 PARARRAYOS DE ALTA TENSÍEN PARA EL USO DE 220KV I CNSHA	SHANGHAI	20230116	CN	CHINA	220 KV	7,345.51		
PARARRAYOS Y LIMITADORES DE TENSIC	20230112	DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES, SIEMENS ENERGY, JEG4198-3PQ46-4TF9-Z HIGH I DEHAM	HAMBURG	20230114	DE	GERMANY	220 KV	5,561.00		
PARARRAYOS Y LIMITADORES DE TENSIC	20230823	PARARRAYO, XD, Y20W-198/494 PARARRAYOS DE ALTA TENSÍEN PARA EL USO DE 220KV I CNSHA	SHANGHAI	20230830	CN	CHINA	220 KV	5,558.36		
PARARRAYOS Y LIMITADORES DE TENSIC	20230223	PARARRAYOS ROHDE AND SCHWARZ ADD-UP, EXTENDED LIGHTNING PROTECTION FOR D DEMUC	MUNCHEN	20230227	DE	GERMANY	220 KV	3,867.76		
PARARRAYOS Y LIMITADORES DE TENSIC	20230216	Pararrayo de Porcelana, ABB, EXLIM P198-GV245 MARRON EXLIM UM: 245 KV UR: 198KV I DEHAM	HAMBURG	20230224	DE	GERMANY	220 KV	3,702.35		
PARARRAYOS Y LIMITADORES DE TENSIC	20231109	PARARRAYOS, TRIDELTA MEIDENSHA, SB 192/SH-A-I SURGE ARRESTER REFERENCIA:1814/DEBRV	BREMERHAVEN	20231110	DE	GERMANY	220 KV	3,700.50		

Cuadro 1. Valoración de equipos base de datos OSINERGMIN.

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:

$$\text{Mediana } (P) = \begin{cases} P_2, & \text{si } P_1 \leq P_2 \leq P_3 \text{ ó } P_3 \leq P_2 \leq P_1 \\ P_1 & \text{si } P_2 \leq P_1 \leq P_3 \text{ ó } P_3 \leq P_1 \leq P_2 \\ P_3 & \text{si } P_1 \leq P_3 \leq P_2 \text{ ó } P_2 \leq P_3 \leq P_1 \end{cases}$$

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

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

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 2:

Tabla 2. 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 de la tabla 3

Tabla 3. 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 2, 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.

Descripción	Unidad	Fuente	tipo	Precio
Seccionador de Linea, 220 KV, 1050 KvA (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	USS/Und	ISOTRON S.A.U. SUCURSAL PERU - REPORTE ADUANAS - (20230228)	0	15,043.39
Seccionador de Linea, 220 KV, 1050 KvA (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	USS/Und	ELECTROR PERU S.A.C. - REPORTE ADUANAS - (20230124)	0	14,030.00
Seccionador de Linea, 220 KV, 1050 KvA (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	USS/Und	ELÉCTRICOS PERUANOS S.A. - REPORTE ADUANAS - (20230101)	0	14,030.00
Seccionador de Linea, 220 KV, 1050 KvA (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	USS/Und	EMEL DISTRIBUCION PERU S.A. - REPORTE ADUANAS - (20230401)	0	11,814.76
Seccionador de Linea, 300 KV, 1550 KvA (BIL), 1175 KvA (BSL), 2000 A	USS/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20220628)	0	30,660.78
Seccionador de Linea, 300 KV, 1550 KvA (BIL), 1175 KvA (BSL), 2000 A	USS/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20220628)	0	30,660.78
Seccionador de Linea, 300 KV, 1550 KvA (BIL), 1175 KvA (BSL), 2000 A	USS/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20220628)	0	25,581.38
Seccionador de Linea, 300 KV, 1550 KvA (BIL), 1175 KvA (BSL), 2000 A	USS/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20221006)	0	25,581.38
Seccionador de Linea, 300 KV, 1550 KvA (BIL), 1175 KvA (BSL), 2000 A	USS/Und	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - REPORTE ADUANAS - (20221006)	0	30,101.15

Tabla 4. Ejemplo UC no asimiladas, reporte OSINERGMIN

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 4, hace necesario el empleo de una metodología de agregación y normalización de datos.

Activo	Asimilable a UC?	UC	Descripción UC
Cuchilla puesta tierra-L1219	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Cuchilla puesta tierra-L1243	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Cuchilla puesta tierra-L1273	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Seccionador bipolar-L127	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Cuchilla puesta tierra-L129	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Pararrayos 220KV-A	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Pararrayos 220KV-B	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Pararrayos 220KV-C	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Interruptor 220KV-L120	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
BL EL Busque 220 KV-Temerla 1	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Relé multifuncional 1297/1595/1505/1508F	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Relé multifuncional 1297/1595/1505/1508F	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Relé multifuncional 1295/887/79	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Registrador de Falla	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Controlador campo	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Controlador campo	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
CT220KV-B	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
CT220KV-C	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
PT 220KV-A	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
PT 220KV-B	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Seccionador bipolar-L126	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Cuchilla puesta tierra-L227	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Cuchilla puesta tierra-L229	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Cuchilla puesta tierra-L2279	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Seccionador bipolar-L225	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Pararrayos 220KV-A	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Pararrayos 220KV-B	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	
Pararrayos 220KV-C	No	Bahía de Linea-Encapsulada Interruptor y Medio 230kV	

Tabla 5. Ejemplo UC no asimiladas, reporte Circular CREG 076 de 2024

En la tabla 5 se muestra un ejemplo del reporte de los agentes en la Circular CREG 76 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 basada en principios utilizados por OSINERGMIN, 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, se observó que los valores reportados por algunos agentes presentan una tendencia a la baja en comparación con las referencias históricas. Este comportamiento sugiere un aumento en la eficiencia de los precios, posiblemente atribuido a la implementación de convenios estratégicos o al aprovechamiento de economías de escala por volúmenes de compra significativos, pero no revela que sea un

comportamiento generalizado entre los agentes, por eso es necesario homologar los valores con otras fuentes de información, para internalizar un comportamiento más homogéneo.

7. Conformación de las UC

Debido a la alta desagregación de los datos de Osinergmin (equipo por equipo), fue 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.

Con base en la información del Anexo 1 hoja “PRECIOS UC PERÚ 230 KV y PRECIOS UC PERÚ 500 KV”, la información de precios corresponde a los costos CIF (Cost, Insurance, and Freight), estos incluyen FOB, transporte marítimo y seguro marítimo. Por lo tanto, se utiliza el driver definido en la Resolución CREG 011 de 2009 para calcular el costo DDP para simular los valores adicionales de bodegaje, arancel, transporte terrestre, seguro terrestre y actualizando el IVA al 19%. Por otra parte, se asume que los costos de importación de Perú son similares a los colombianos.

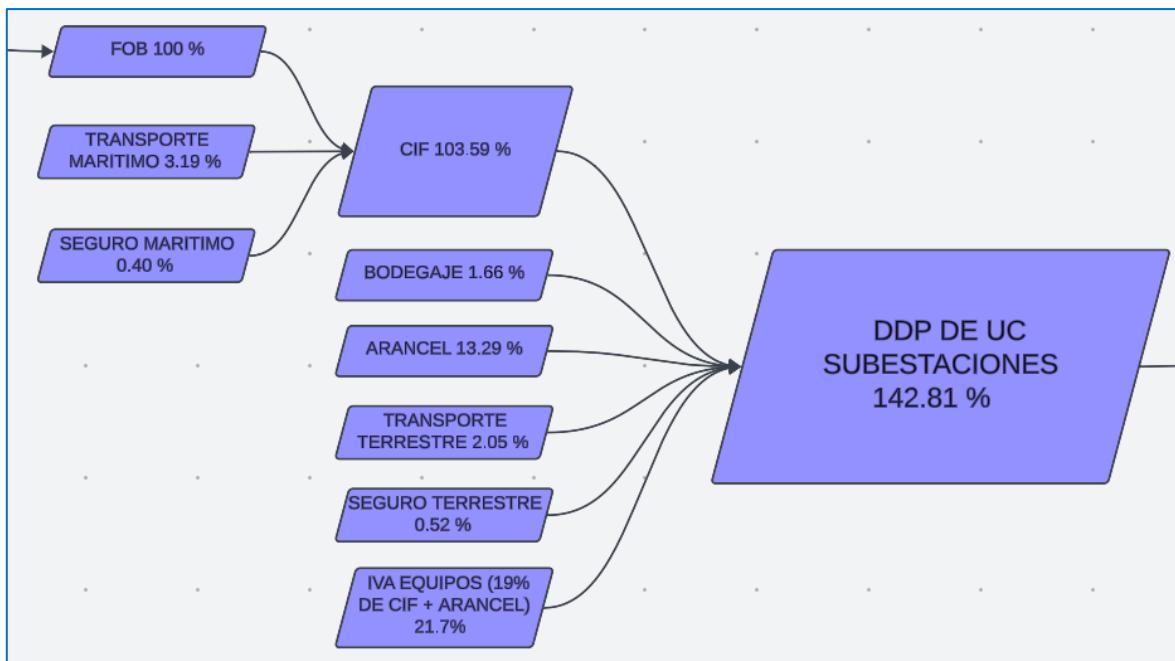


Imagen 1. Diferencia entre el costo CIF y DDP es de 39.8 % aplicado para Líneas.

En la Imagen 1 se observa que la diferencia entre el costo CIF y DDP es de 39.8 % aplicado para Subestaciones.

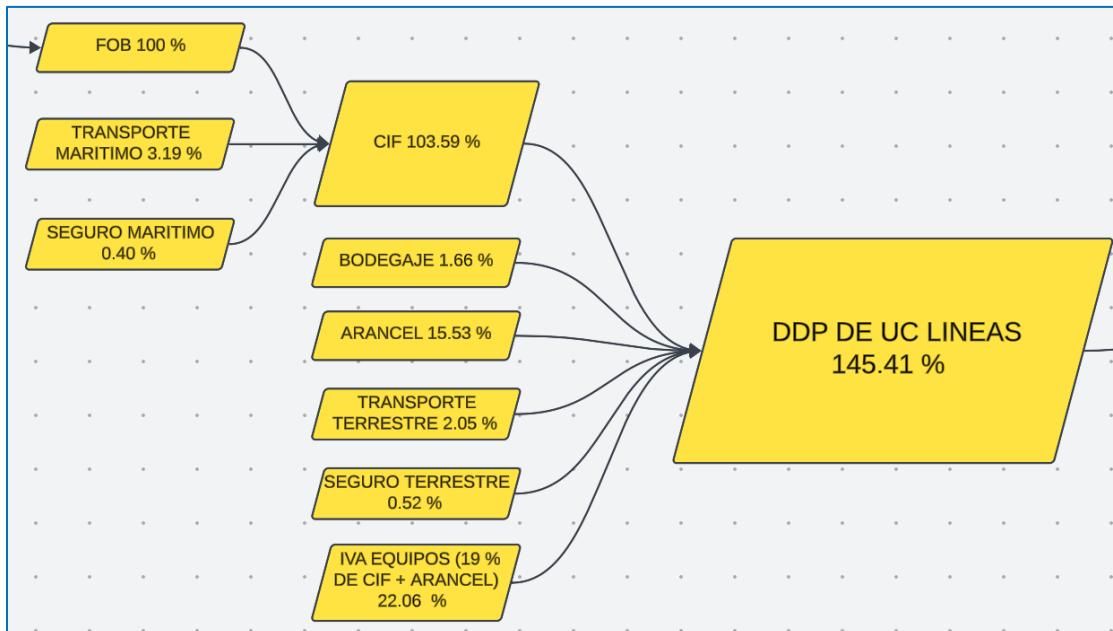


Imagen 2. Diferencia entre el costo CIF y DDP es de 45.2 % aplicado para Líneas.

En la imagen 2 se observa que la diferencia entre el costo CIF y DDP es de 45.2 % aplicado para Líneas.

Para calcular los valores de las UC's, se totalizan los drivers de precio de los activos descritos anteriormente. Estos están expresados en dólares de diciembre de 2023, por lo que es necesario expresarlos en pesos colombianos utilizando la Tasa de Cambio Representativa (TMR) vigente para esa fecha.

Normalización de datos a través de metodología de tendencia central

Una vez se tiene la información en pesos, expresada en precios de diferentes períodos, se procede a normalizar mediante un proceso de indexación tomando como referencia el índice de precios al productor IPP, de diciembre del 2023. Con esto se obtiene una base con 1459 registros de precios entre las vigencias 2004 – 2024.

En el análisis de la Anexo 1 Base de datos preliminar, se identificaron precios de diversas Unidades Constructivas (UC) repetidas, lo que motivó al proceso de homologación para establecer valores únicos y 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 imagen 3.

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

Imagen 3. Homologación de códigos para la Resolución CREG 011 de 2009.

Antes de calcular el promedio 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. Ver imagen 4.

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

Imagen 4. Homologación de códigos para la Resolución CREG 011 de 2009.

Con esta matriz de información normalizada, el consultor para definir los valores característicos de cada UC, establecidos en las diferentes fuentes de información, que a su vez se encuentran distribuidos dentro de cada base de datos, fue la implementación de un análisis de tendencia central como la media, aplicada a la matriz de información normalizada. Esto para obtener un único valor por cada UC estudiada en la Resolución CREG 011 de 2009.

Con los resultados obtenidos en la matriz por el análisis de tendencia central se comparan los valores contra los de la resolución CREG 011 de 2009 actualizados con la metodología de indexación a diciembre de 2023. Con esto se extraen los porcentajes de diferencia para cada UC. Como se ve en la imagen 4.

UC	Valor 2023 Resolucion CREG 011/2009	ISES 2023 COP\$ Dic 2023(Promedio)	Porcentaje de Diferencia
SE201	\$ 4.312.930.613,87	\$ 1.519.066.586,59	-65%
SE202	\$ 3.269.182.803,45	\$ 1.264.185.764,99	-61%
SE203	\$ 4.699.469.214,69	\$ 2.398.010.465,32	-49%
SE204	\$ 3.835.547.771,49	\$ 1.660.977.642,72	-57%
SE205	\$ 4.756.112.272,32	\$ 1.671.908.289,38	-65%
SE206	\$ 3.682.240.636,43	\$ 1.572.871.062,91	-57%
SE207	\$ 5.046.372.726,47	\$ 3.149.233.838,08	-38%
SE208	\$ 3.999.531.681,01	\$ 2.211.250.120,22	-45%
SE209	\$ 5.162.545.603,80	\$ 2.866.800.396,99	-44%
SE210	\$ 4.116.478.349,52	\$ 1.889.587.001,49	-54%
SE211	\$ 4.957.768.812,96	\$ 2.807.058.368,76	-43%
SE212	\$ 3.910.927.767,50	\$ 2.852.188.733,38	-27%
SE213	\$ 5.100.167.615,09	\$ 2.704.784.202,31	-47%
SE214	\$ 4.233.612.194,45	\$ 3.019.377.548,38	-29%
SE215	\$ 10.432.557.487,00	\$ 6.084.114.511,68	-42%
SE216	\$ 9.424.270.924,46	\$ 5.989.793.643,94	-36%
SE217	\$ 11.065.894.949,45	\$ 9.490.487.673,22	-14%
SE218	\$ 10.057.608.386,90	\$ 8.353.395.282,91	-17%
SE219	\$ 1.819.044.113,93	\$ 1.493.968.971,04	-18%
SE220	\$ 2.096.653.757,77	\$ 1.103.934.265,99	-47%
SE221	\$ 2.584.636.188,47	\$ 2.584.636.188,47	0%
SE222	\$ 2.632.993.312,69	\$ 1.371.597.608,10	-48%
SE223	\$ 2.692.478.750,36	\$ 1.646.145.456,12	-39%
SE224	\$ 5.635.225.879,88	\$ 7.453.301.984,98	32%
SE225	\$ 2.399.397.142,35	\$ 834.660.526,66	-65%

Imagen 5. Comparación de precios CREG 011 2009 contra ISES 2023 promedio.

Según la imagen 5. En algunos casos se hunden precios hasta del 65 %, esto se explica porque en la Resolución 011 de 2009 se le aplicaba el Factor de Instalación que superaba los costos FOB entre el 150 % y el 205 % en algunos activos, como se muestra en la imagen 6.

EQUIPOS	FOB	DDP	Montaje (1)	Repuestos	Obras civiles	Ingeniería (Diseño)	Interventoría	Asesoría (2)	Costos Financieros	FI
Módulos de Compensación y todas las Bahías de 230 kV	100,0%	122,60%	11,80%	3,00%	29,00%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	185,0%
Módulos de Compensación y todas las Bahías de 500 kV	100,0%	122,60%	11,48%	3,00%	20,13%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	180,0%
Módulo de compensación del terciario y autotransformadores	100,0%	122,60%	11,48%	3,00%	20,13%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	180,0%
Módulos de Barras	100,0%	122,60%	9,48%	3,00%	10,34%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	165,0%
Protección Diferencial	100,0%	122,60%	1,09%	3,00%	0,00%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	150,0%
Modulo Común de 500 kV	100,0%	122,60%	4,00%	3,00%	52,05%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	205,0%
Modulo Común de 230 kV	100,0%	122,60%	4,00%	3,00%	37,92%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	185,0%

Notas: 1: Incluye pruebas y puesta en servicio
2: Incluye administración de la ejecución

Imagen 6. Factor de Instalación Resolución CREG 011 de 2009.

Ahora bien, de acuerdo con los resultados obtenidos se observa la necesidad de analizar la información a través de otras herramientas estadísticas que revelen mayor ajuste de los datos, por lo tanto, se procede a aplicar análisis a través del percentil 90, que se trata de un indicador estadístico que divide los datos ordenados en 100 partes iguales. Este método permite ubicar un valor dentro de la distribución de manera relativa, identificando los puntos de corte que muestran qué porcentaje de los datos se encuentra por debajo de un valor específico en este caso el 90% del muestreo.

Por ejemplo, para la estimación de los valores de las UC's se realiza el cálculo del percentil 90% de la UC SE201 como se ve en la imagen 6. Donde se calcularon los componentes de la UC como el DPP, obra civil, montaje, etc. Agrupándolos y aplicando el cálculo a cada uno. Al obtener cada resultado se suman los resultados y se calcula el total de la unidad constructiva.

CONSOLIDADO BD UC						
FACTOR K	UC	DDP	Obra civil	Montaje	Ingeniería	
0,9	SE201	=PERCENTILE(INDEX(FILTER(\$E\$2:\$T\$1425;\$E\$2:\$E\$1425=\$B1430));4);\$A\$1430)				\$
	SE202					\$
	SE203	\$ 1.919.441.079,85	\$ 943.525.856,01	\$ 519.041.215,79	\$ 127.808.838,53	\$
	SE204	\$ 943.602.124,51	\$ 205.628.768,97	\$ 82.174.268,52	\$ 403.858.621,09	\$

Imagen7. Formulación para el cálculo de percentiles por componente.

Este análisis de Valores Atípicos detecta datos extremos o inusuales que podrían influir en la interpretación de un conjunto de datos. En muestras pequeñas, los

percentiles pueden ser menos precisos y representativos. Por eso la base de datos debe alimentarse con la mayor cantidad de datos recopilados.

Al comparar las Unidades constructivas obtenidas con la metodología del percentil, frente a los valores indexados de la Resolución CREG 011 de 2009, se observa un hundimiento de los precios propuestos, pero se estima una diferencia menor que en la metodología de análisis de tendencia central calculados. Ver imagen 7.

UC	Valor 2023 Resolucion CREG 011/2009	ISES 2023 COPS Dic 2023 (Percentil)	Porcentaje de Diferencia
SE201	\$ 4.312.930.613,87	\$ 1.843.469.004,96	-57%
SE202	\$ 3.269.182.803,45	\$ 1.454.756.506,93	-56%
SE203	\$ 4.699.469.214,69	\$ 4.182.682.493,36	-11%
SE204	\$ 3.835.547.771,49	\$ 1.772.025.399,74	-54%
SE205	\$ 4.756.112.272,32	\$ 1.784.768.067,26	-62%
SE206	\$ 3.682.240.636,43	\$ 1.705.498.635,60	-54%
SE207	\$ 5.046.372.726,47	\$ 4.879.185.519,51	-3%
SE208	\$ 3.999.531.681,01	\$ 2.844.472.560,23	-29%
SE209	\$ 5.162.545.603,80	\$ 5.656.718.727,68	10%
SE210	\$ 4.116.478.349,52	\$ 1.990.119.196,41	-52%
SE211	\$ 4.957.768.812,96	\$ 7.347.353.496,80	48%
SE212	\$ 3.910.927.767,50	\$ 6.058.289.669,21	55%
SE213	\$ 5.100.167.615,09	\$ 5.869.744.404,78	15%
SE214	\$ 4.233.612.194,45	\$ 7.989.145.209,66	89%
SE215	\$ 10.432.557.487,00	\$ 6.770.265.297,36	-35%
SE216	\$ 9.424.270.924,46	\$ 6.711.599.185,56	-29%
SE217	\$ 11.065.894.949,45	\$ 13.050.675.811,11	18%
SE218	\$ 10.057.608.386,90	\$ 11.223.461.660,46	12%
SE219	\$ 1.819.044.113,93	\$ 2.824.881.798,30	55%
SE220	\$ 2.096.653.757,77	\$ 1.545.987.820,19	-26%
SE221	\$ 2.584.636.188,47	\$ 2.336.769.578,00	-10%
SE222	\$ 2.632.993.312,69	\$ 1.765.383.371,26	-33%
SE223	\$ 2.692.478.750,36	\$ 1.576.922.480,80	-41%
SE224	\$ 5.635.225.879,88	\$ 6.607.785.912,45	17%
SE225	\$ 2.399.397.142,35	\$ 855.891.511,12	-64%
SE226	\$ 2.399.194.528,70	\$ 2.169.111.773,40	-10%
SE227	\$ 2.430.715.423,52	\$ 2.197.609.814,40	-10%
SE228	\$ 1.210.641.637,87	\$ 1.094.541.104,80	-10%
SE229	\$ 560.282.699,26	\$ 225.784.401,84	-60%

Imagen 7. Comparación de precios CREG 011 2009 contra ISES 2023 percentil.

Comparativo Circular 090 – ISES

La tabla presentada compara los valores de ISES 2023 y la Circular CREG 090 correspondientes a diciembre de 2023. Se analiza la variación porcentual entre ambos, mostrando diferencias significativas en varias UC. En términos generales, se observa que varias UC presentan reducciones en los valores de la Circular 090 respecto a ISES 2023, como en los casos SE202 (-26%), SE204 (-29%), SE205 (-24%) y SE206 (-28%). Por otro lado, existen incrementos en las UC como SE211 (28%), SE212 (30%) y SE213 (25%), donde los valores se mantienen superiores a los de la propuesta. Además, en algunos casos, las diferencias son mínimas, como

en SE203 (2%) y SE209 (7%), indicando similitudes entre los valores de ambas entidades.

UC	ISES 2023 COP\$ Dic 2023	TOTAL LEVIN 090 COP\$ Dic 2023	Porcentaje de Diferencia
SE201	\$ 1.519.066.586,59	\$ 1.883.210.443,68	-19%
SE202	\$ 1.264.185.764,99	\$ 1.717.229.362,88	-26%
SE203	\$ 2.398.010.465,32	\$ 2.341.864.767,78	2%
SE204	\$ 1.660.977.642,72	\$ 2.341.149.430,57	-29%
SE205	\$ 1.671.908.289,38	\$ 2.200.929.473,87	-24%
SE206	\$ 1.572.871.062,91	\$ 2.175.689.814,86	-28%
SE207	\$ 3.149.233.838,08	\$ 2.750.974.206,38	14%
SE208	\$ 2.211.250.120,22	\$ 2.750.258.869,16	-20%
SE209	\$ 2.866.800.396,99	\$ 2.684.604.650,41	7%
SE210	\$ 1.889.587.001,49	\$ 2.684.097.770,58	-30%
SE211	\$ 2.807.058.368,76	\$ 2.190.806.852,88	28%
SE212	\$ 2.852.188.733,38	\$ 2.190.420.108,91	30%
SE213	\$ 2.704.784.202,31	\$ 2.159.043.066,44	25%
SE214	\$ 3.019.377.548,38	\$ 2.158.546.791,39	40%
SE215	\$ 6.084.114.511,68	\$ 7.625.089.163,90	-20%
SE216	\$ 5.989.793.643,94	\$ 7.441.850.166,13	-20%
SE217	\$ 9.490.487.673,22	\$ 8.014.838.388,03	18%
SE218	\$ 8.353.395.282,91	\$ 7.942.597.755,24	5%
SE219	\$ 1.493.968.971,04	\$ 1.336.204.208,55	12%
SE220	\$ 1.103.934.265,99	\$ 1.279.046.304,42	-14%
SE221	\$ 2.584.636.188,47	\$ -	
SE222	\$ 1.371.597.608,10	\$ 1.634.364.457,15	-16%
SE223	\$ 1.646.145.456,12	\$ -	
SE224	\$ 7.453.301.984,98	\$ -	
SE225	\$ 834.660.526,66	\$ 1.133.475.221,60	-26%

Imagen 8. Homologación de códigos para la Resolución CREG 011 de 2009.

8. 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 6.

Tabla 6. 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)	Subestaciones (bahías de transformación, transferencia, seccionamiento, acople, compensación; módulos de baraje, común; diferencial de barras) - Transformadores (banco de autotransformadores, autotransformador monofásico de reserva)- Compensación (serie, capacitiva paralela)- Líneas de transmisión (aéreas, subterráneas)- Equipos de control y telecomunicaciones - Equipos de cómputo	30 (la mayoría de las UC de subestaciones y transformador es), 10 (diferencial de barras), 40 (líneas aéreas), 25 (líneas subterráneas), 10 (sistemas de control)	No existe una metodología única, pero se consideran factores como la obsolescencia tecnológica, el entorno y las prácticas de operación y mantenimiento.
AUSTRALIA	Propuesta de las empresas, evaluación del regulador (AER)	Líneas de transmisión (aéreas, subterráneas, refit)- Subestaciones (equipos primarios, sistemas secundarios, obras civiles, otros activos de comunicaciones)- Otros (edificios comerciales, equipos de cómputo, muebles de oficina, vehículos, planta móvil, etc.)	Variable según la empresa y el tipo de activo. Ejemplos: - Powerlink: 50 (líneas aéreas), 45 (líneas subterráneas), 30 (líneas refit), 40 (equipos primarios), 15 (sistemas secundarios) - AusNet Services: 60 (torres y conductores), 45 (conmutadores y transformador es), 40 (reactivos), 15 (secundarios), 10 (otros no)	Se consideran las características de los activos, el desgaste esperado y el periodo probable de uso. Se establecen vidas útiles específicas para cada empresa.

PAÍS	ENFOQUE	CATEGORÍA DE ACTIVO	VIDA ÚTIL (AÑOS)	OBSERVACIONES
			redes), 5 (IT), 7 (vehículos)	
ZONA PACÍFICO NOR-OESTE DE ESTADOS UNIDOS (BPA)	Gestión de activos, costo total económico del reemplazo	Transformadores (potencia, puesta a tierra, reactores) - Interruptores de circuitos - Condensadores - Instrumentos de transformadores - Descargadores de sobretensiones - Baterías - Servicio de estación AC - Cables de poder - Paneles de servicio - Control de baterías DC - Motor generador - Bus de subestación - Aisladores (porcelana, polímeros) - Estructuras y fundaciones	Variable según el tipo de activo. Ejemplos: - Transformadores de potencia: 45-50 - Interruptores de circuitos: 25-30 - Baterías: 15-20 - Bus de subestación: 45	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.
CHILE	Procesos de tarificación, decisiones del Panel de Expertos	- Estructuras de líneas o subestaciones - Elementos de sujeción y aislación - Conductores - Cable de guardia - Interruptores - Desconectadores - Pararrayos - Transformadores de corriente - Transformadores de potencial - Trampa de onda - Condensador de acoplamiento - Aislador de pedestal - Transformadores de poder - Reactores - Compensación reactiva - Compensación activa - Equipos electromecánicos - Equipos electrónicos (protecciones y comunicaciones) - Conexión de poder - Conexión de control - SS/AA - SCADA - Terrenos y servidumbres - Bienes inmuebles distintos a terrenos -	Variable según la categoría de activo y el proceso de tarificación. El informe propone una agrupación en 7 familias con las siguientes vidas útiles: - 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	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.

PAÍS	ENFOQUE	CATEGORÍA DE ACTIVO	VIDA ÚTIL (AÑOS)	OBSERVACIONES
		Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible - Equipamiento de oficina no fungible - Equipos computacionales y software - Vehículos - Obras civiles (líneas y subestaciones)	: Otros Elementos Secundarios: 50 - Terrenos y Servidumbre: Perpetuidad - Otros elementos: 5	

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 77. Familia de Activos

FAMILIA DE ACTIVOS
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 8. 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 9. se muestra el comparativo entre las vidas útiles de Colombia y Chile

Tabla 9. 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.

CATEGORÍA DE ACTIVO	COLOMBIA (AÑOS)	CHILE (AÑOS)	OBSERVACIONES
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.
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.

8.1. Enfoque metodológico:

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.

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.

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 en este apartado y como se muestra en la tabla 7. 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. Conclusiones

- El análisis realizado ha evidenciado, que, al revisar los datos centrados en la media, se encuentran patrones de hundimiento en los valores de las Unidades Constructivas. Para obtener los resultados, se adoptó un enfoque basado en percentiles, que permite identificar tendencias y está alineado con las recomendaciones de los especialistas.
- La falta de acceso a información precisa y actualizada sobre los precios de equipos de empresas o bases internacionales restringe la capacidad de análisis comparativos precisos.
- con base a lo analizado en este apartado y como se muestra en la tabla 7. la vida útil de las familias de activos implementados en Chile supera a las establecidas en Colombia en algunas categorías esto supondría la posibilidad de contemplar tales ajustes en la regulación colombiana; sin embargo, se concluye que no es necesario ajustar las estimaciones de vida útil de los activos, debido a diferencias en las condiciones específicas de cada país y para el caso colombiano brinda señales de reposición importantes para los agentes, por lo tanto, se recomienda continuar con las referencias vigentes.