



**Programa de Ampliación y Modernización de las  
Redes Generales de Distribución que no  
correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista  
2025 – 2039**

Febrero 2025

## Contenido

I.	Introducción.....	1
II.	Marco Normativo.....	4
III.	Estructura actual de las Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional. ...	7
3.1	Infraestructura de las Redes Generales de Distribución.....	8
3.2	Infraestructura de medición.....	9
IV.	Supuestos para la planificación de las Redes Generales de Distribución. ....	11
4.1	Pronóstico de la demanda máxima del Sistema Eléctrico de Distribución.....	11
4.2	Criterios para la ampliación y modernización de la infraestructura de medición.....	14
4.3	Pronósticos de Generación Distribuida. ....	15
4.4	Supuestos económicos.....	16
4.4.1	Vida útil de los proyectos.....	16
4.4.2	Tasa de descuento.....	16
4.4.3	Costos.....	17
4.4.4	Beneficios.....	17
4.4.5	Indicadores de rentabilidad.....	18
4.4.6	Variables macroeconómicas del proyecto.....	18
4.5	Indicadores de desempeño.....	19
V.	Diagnóstico de las Redes Generales de Distribución.....	20
5.1	Confiabilidad.....	21
5.1.1	Índice de la duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI <sub>D</sub> ).....	22
5.1.2	Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (SAIFI <sub>D</sub> ).....	22
5.1.3	Índice de la duración promedio de las interrupciones en los usuarios afectados (CAIDI <sub>D</sub> ). 23	
5.2	Calidad de la potencia eléctrica.....	24
5.2.1	Índice de variaciones de tensión.....	25
5.2.2	Índice de factor de potencia.....	26
5.3	Eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.....	27
5.3.1	Balance de energía.....	27
5.3.2	Pérdidas técnicas.....	29
5.3.3	Pronóstico de pérdidas técnicas.....	31
5.3.4	Pérdidas no técnicas.....	32
5.4	Equipamiento para la medición de la energía eléctrica.....	34
VI.	Resumen de inversiones para la ampliación y modernización de las RGD.....	35
VII.	Programas de ampliación de las RGD.....	38
7.1	Incremento de la Eficiencia Operativa en las Redes Generales de Distribución Mediante la Reducción de Pérdidas Técnicas.....	38

7.2	Regularización de colonias populares.....	41
7.3	Programa para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.....	42
VIII.	Programas de modernización de las RGD.....	44
8.1	Programa para modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT). 44	
8.2	Programa para la modernización interruptores de potencia de media tensión (MT) en subestaciones de las RGD.....	49
8.3	Programa para la modernización transformadores de distribución de media tensión a baja tensión (MT/BT) de las RGD.....	51
8.4	Programa para incrementar la confiabilidad y calidad en las Redes Generales de Distribución.....	52
8.5	Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución.....	54
IX.	Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD.....	56
9.1	Operación remota y automatismo en las Redes Generales de Distribución.....	58
9.2	Escalamiento de la medición a AMI.....	59
9.3	Gestión del balance de energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.....	60
9.4	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE).....	63
9.5	Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD.....	65
9.6	Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución.....	66
X.	Acceso abierto a la Generación Distribuida.....	69
10.1	Estrategia en el proceso de planeación en materia de Generación Distribuida.....	69
10.2	Estadísticas de interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.....	71
10.3	Pronósticos de la Generación Distribuida en las RGD.....	72
10.4	Capacidad de alojamiento.....	73
10.4.1	Requerimientos de estudios de interconexión.....	74
10.5	Estrategias para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD.....	77
10.6	Conclusiones.....	78
XI.	Fondo de Servicio Universal Eléctrico.....	82
11.1	Antecedentes.....	83
	Anexo 1. Proyección de las inversiones necesarias para los programas y proyectos de ampliación y modernización de las RGD que no pertenecen al MEM, para el período 2025 – 2039.....	86
	Anexo 2. Formatos de seguimiento de los programas y proyectos de ampliación de las RGD que no pertenecen al MEM, para el período 2025 – 2039.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
	Anexo 3. Formatos de seguimiento de los programas y proyectos de modernización de las RGD que no pertenecen al MEM, para el período 2025 – 2039.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
	Anexo 4. Formatos de seguimiento de los proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD que no pertenecen al MEM, para el período 2025 – 2039.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

Anexo 5. Formatos de seguimiento del Programa para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD que no pertenecen al MEM, para el período 2025 – 2039.  
..... **¡Error! Marcador no definido.**

## Índice de Tablas.

Tabla III.1 Estadísticas de las Divisiones de Distribución 2012 y 2024. ....	8
Tabla III.2 Datos de transformadores a diciembre de 2024. ....	9
Tabla III.3. Datos de redes de distribución 2024. ....	9
Tabla III.4. Resumen de servicios instalados a nivel Nacional en CFE Distribución por tipo de medidor. ....	10
Tabla III.5. Resumen de medidores instalados por servicio a nivel Nacional en CFE Distribución. ....	10
Tabla IV.1. Pronóstico 2025 – 2039 de la demanda máxima no coincidente en las Redes Generales de Distribución. ....	12
Tabla IV.2 Tipos de medidor de energía eléctrica utilizados en la CFE Distribución tipo Socket, Gabinete, Electromecánico y Electrónico. ....	14
Tabla IV.3 Criterios para el uso de medidores. ....	15
Tabla IV.4 Variables utilizadas para llevar a cabo las evaluaciones económicas de los proyectos. .	19
Tabla IV.5 Indicadores operativos de las RGD. ....	20
Tabla V.1 Indicadores de Confiabilidad en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución. ....	21
Tabla V.2 Indicadores de Calidad en nodos de media tensión de las subestaciones de distribución de las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución. ....	25
Tabla V.3 Balance de energía de las RGD. ....	27
Tabla V.4 Clasificación de pérdidas técnicas por componente de las RGD (TWh/año). ....	29
Tabla V.5 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2023 vs. 2024. ....	30
Tabla V.6 Área de oportunidad para cumplir el 5% de pérdidas técnicas de energía. ....	31
Tabla V.7 Estadística de actividades sustantivas del proceso de medición. ....	34
Tabla V.8 Pronóstico de la distribución acumulada de medidores por tipo. ....	35
Tabla VI.1. Resumen de los programas y proyectos de inversión de las RGD 2025-2029. ....	37
Tabla VII.1 Resumen de inversiones de los programas de ampliación de las RGD. ....	38
Tabla VII.2. Incremento en la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas Técnicas para 2025, por División de Distribución. ....	39
Tabla VII.3. Incremento en la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas Técnicas para 2025, por concepto de inversión. ....	40
Tabla VII.4. Programa de inversión para regularización de colonias populares 2025 – 2029 ..... 41	41
Tabla VII.5. Metas del proyecto regularización de colonias populares 2025 – 2029 ..... 41	41
Tabla VII.6 Inversión y metas físicas para el programa de para la adquisición de acometidas y medidores de distribución. ....	43
Tabla VIII.1 Resumen de inversiones de los programas de modernización de las RGD. ....	44
Tabla VIII.2. Inversión y alcance del programa de modernización de subestaciones de Distribución. ....	45
Tabla VIII.3 Elementos de transformación que requieren reemplazo. ....	46
Tabla VIII.4 Alcances del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD. ....	50
Tabla VIII.5 Inversión necesaria del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD. ....	51
Tabla VIII.6 Inversión necesaria y alcances del programa de modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión (MT/BT) de las RGD. ....	51
Tabla VIII.7 Monto ejercido en los años 2023 y 2024 para trabajos de mantenimiento (instalación de apartarrayos, aislamiento, poda y brecha de árboles). ....	53
Tabla VIII.8 Inversión para mejorar la confiabilidad en Redes Generales de Distribución 2026 – 2029. ....	53
Tabla VIII.9 Metas físicas para mejorar la confiabilidad 2026 – 2029 en las 16 Divisiones de Distribución ..... 54	54

Tabla VIII.10 Metas físicas para mejorar la calidad de la energía en las RGD Bancos de capacitores .....	55
Tabla IX.1 Proyectos de REI de las RGD. ....	56
Tabla IX.2 Resumen de inversiones de los proyectos de REI de las RGD. ....	58
Tabla IX.3. Inversión y metas físicas para la instalación de EPROSEC telecontrolados.....	59
Tabla IX.4. Monto de inversión para el escalamiento de la medición (millones de pesos) por División. ....	59
Tabla IX.5. Cantidad de servicios .....	60
Tabla IX.6 Necesidades de equipos para la medición de Puntos de Entrega / Puntos de Recepción para el Mercado Eléctrico Mayorista.....	61
Tabla IX.7 Inversión requerida del proyecto Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM. ....	61
Tabla IX.8. Equipamiento necesario para la trayectoria de los circuitos de media tensión.....	61
Tabla IX.9. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (medidores).....	64
Tabla IX.10. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (unidades concentradoras). ....	64
Tabla IX.11. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (Servidores) .....	65
Tabla IX.12. Acciones y esquema de Inversión del proyecto Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.....	65
Tabla IX.13. Inversión requerida para la adquisición del programa .....	66
Tabla IX.14. Metas físicas .....	66
Tabla IX.15. Inversión requerida para la adquisición del programa .....	67
Tabla IX.16. Inversión por año en cada división (MDP) .....	67
Tabla IX.17. Tabla Cantidad de equipos a adquirir por año. ....	68
Tabla X.1 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2024. ....	72
Tabla X.2 Índice de incorporación de Generación Distribuida por División de Distribución.....	76
Tabla X.3 Evolución anual de los circuitos con capacidad limitada para incorporación de Generación Distribuida .....	76
Tabla X.4 Medidas para mitigar el impacto de la Generación Distribuida. ....	78
Tabla X.5 Inversión para mejorar la capacidad de alojamiento de la GD en las RGD 2026 – 2028. ....	80
Tabla X.6 Inversión por División para mejorar la capacidad de alojamiento de la GD 2026 – 2028. ....	80
Tabla X.7 Metas de construcción y recalibración de circuitos de MT para mejorar la capacidad de alojamiento de la GD en las RGD 2026 – 2028. ....	81
Tabla XI.1. Obras de electrificación a construirse en 2025 mediante el componente de Extensiones de las Redes Generales de Distribución.....	83
Tabla XI.2 Obras de electrificación a construirse en 2025 mediante el componente de Instalación de Sistemas Aislados. ....	84
Tabla XI.3 Estadística del grado de electrificación 2024 por División de Distribución y meta al año 2025.....	85

## Índice de Figuras.

Figura III.1 Divisiones de Distribución de CFE Distribución. ....	7
Figura IV.1 Distribución de la tendencia de crecimiento a corto plazo (5 años) de la demanda máxima de las RGD en las 16 Divisiones de la CFE Distribución. ....	13
Figura IV.2 Distribución de la tendencia de crecimiento a largo plazo (15 años) de la demanda máxima de las RGD en las 16 Divisiones de la CFE Distribución. ....	13
Figura V.1 Componentes principales de las RGD.....	21
Figura V.2. Cumplimiento del indicador SAIDI <sub>D</sub> por División de Distribución.....	22
Figura V.3 Cumplimiento del indicador SAIFI <sub>D</sub> por División de Distribución. ....	23
Figura V.4 Cumplimiento del indicador CAIDI <sub>D</sub> por División de Distribución. ....	24
Figura V.5 Cumplimiento del indicador de variaciones de tensión por División de Distribución. ....	26
Figura V.6 Cumplimiento del factor de potencia promedio mensual por División de Distribución.....	26
Figura V.7 Correspondencia entre el crecimiento de las energías ingresadas y entregadas por las RGD, por División de Distribución. ....	28
Figura V.8 Distribución nacional de pérdidas técnicas por segmento de la RGD.....	29
Figura V.9 Mapeo del índice de pérdidas técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución. ....	31
Figura V.10 Proyección de pérdidas de energía con inversión en los años 2020-2027. ....	32
Figura V.11 Distribución de pérdidas no técnicas por División de Distribución ....	33
Figura V.12 Mapeo del índice de pérdidas No técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución. ....	33
Figura VIII.1 Curva de daño de elementos de transformación de alta a media tensión.....	45
Figura IX.1. Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI) en distribución. ....	57
Figura IX.2. Esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista ...	62
Figura X.1 Estrategia para considerar en el proceso de planeación de las RGD los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica asociados con el incremento en la Generación Distribuida. ....	70
Figura X.2 Capacidad integrada de Centrales de Generación Distribuida por División de Distribución. ....	71
Figura X.3 Capacidad integrada por solicitudes de interconexión recibidas en media tensión, de 2017 a 2024.....	71
Figura X.4 Capacidad integrada por solicitudes de interconexión recibidas en baja tensión, de 2017 a 2024. ....	72
Figura X.5 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2030...	73
Figura X.6 Escenarios de simulación estocástica para la distribución de la capacidad incremental de pequeñas Centrales Eléctricas a lo largo de un circuito de distribución.....	74
Figura X.7 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en media tensión, de 2017 a 2024. ....	75
Figura X.8 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en baja tensión, de 2017 a 2024 ....	75
Figura XI.1 Evolución del grado de electrificación 2020-2029.....	82

## **I. Introducción.**

Con base en el Título Segundo, Capítulo I de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) relacionado a la Planeación y el Control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en su artículo 14 que se refiere al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) y a los Programas de Ampliación y Modernización (PAM) para los elementos de las Redes Generales de Distribución (RGD) que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y que serán autorizados por la Secretaría de Energía (SENER) a propuesta de los Distribuidores interesados, escuchando la opinión que, en su caso, emita la Comisión Reguladora de Energía (CRE), dichos programas se desarrollarán bajo los siguientes principios:

- I. Procurarán la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- II. Incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional de forma económicamente viable;
- III. Se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, y
- IV. Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

Asimismo, y atendiendo el artículo 5 del Título Primero, Capítulo II del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) el cual indica que para la elaboración del PRODESEN se deberá considerar al menos:

- I. Los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica;
- II. La coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución;
- III. La política de Confiabilidad establecida por la Secretaría;
- IV. Los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;
- V. La coordinación con la planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y
- VI. El análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

Finalmente, y en cumplimiento al artículo 9, fracciones I y II del RLIE:

- I. Los programas serán elaborados anualmente y tendrán una proyección de quince años;
- II. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) o los Distribuidores, según corresponda en términos del artículo 14 de la Ley, propondrán a la Secretaría y a la CRE los programas dentro del mes de febrero de cada año, sin perjuicio de que podrá presentar programas especiales en otros meses a fin de adelantar el inicio de proyectos prioritarios.

Con fundamento en el marco normativo, descrito en el Capítulo II del RLIE y en los artículos y fracciones referidas, la Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) de CFE Distribución, presenta su Programa de Ampliación y Modernización (PAM) de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista para que se incorporen los aspectos relevantes en el PRODESEN. El programa atiende las necesidades de los procesos sustantivos de la distribución de energía eléctrica en lo referente a infraestructura eléctrica.

El **Capítulo III**, incluye los datos básicos de la infraestructura eléctrica y comercial de las RGD a diciembre de 2024 clasificadas por cada una de las 16 Divisiones de Distribución, se detallan cifras de la capacidad instalada en transformadores de alta a media tensión, la longitud de las redes de distribución de media y baja tensión, la capacidad de transformadores de media a baja tensión, el número de usuarios conectados a las RGD y el volumen de ventas o energía distribuida. Para cada uno de estos conceptos se indica su tasa media de crecimiento anual con referencia al año 2012. Asimismo, se incluyen estadísticas de los sistemas de medición utilizados por CFE Distribución. Por la separación legal entre las EPS CFE Distribución y CFE Transmisión, no se reportan estadísticas de líneas con tensión igual o mayor a 69 kV.

El **Capítulo IV** describe los supuestos utilizados para la planificación de las RGD, el pronóstico 2025 – 2039 de la demanda máxima en subestaciones de distribución acordado previamente con el CENACE, así como los supuestos económicos para la evaluación técnica-económica de los proyectos incluidos en este Programa, tales como: tasa de descuento, criterios para la valorización de beneficios, indicadores de rentabilidad, y las variables macroeconómicas establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la SENER. Asimismo, se describen los criterios de desempeño utilizados para el diagnóstico de las RGD.

El **Capítulo V** muestra el desempeño obtenido en 2024 con respecto a la Confiabilidad, Calidad y Eficiencia de las RGD, y presenta el Diagnóstico de los indicadores siguientes: SAIDI<sub>D</sub>, SAIFI<sub>D</sub>, CAIDI<sub>D</sub>, variaciones de tensión en MT, factor de potencia, caída de tensión, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

El planteamiento de los objetivos estratégicos que atenderán la problemática detectada en el desempeño de los indicadores se enfoca principalmente a:

1. Satisfacer la demanda incremental.
2. Mejorar / incrementar la Confiabilidad.
3. Mejorar / incrementar la Calidad de la Energía.
4. Mejorar / incrementar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.
5. Ampliar / modernizar la medición.
6. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente a fin de optimizar la operación de las RGD.
7. Garantizar acceso abierto a fuentes de Generación Distribuida.
8. Fortalecer las RGD para conectar los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

Una vez elaborados los estudios técnicos de las diferentes opciones que permiten atender la problemática detectada, de acuerdo con el valor al cierre de 2024 de los indicadores operativos, se selecciona la opción de mínimo costo y se evalúa técnica y económicamente.

En el **Capítulo VI** se presenta un resumen de las inversiones para la ampliación y modernización de las RGD.

A partir de los **Capítulos VII al VIII**, se describen los proyectos de ampliación y modernización de las RGD no correspondientes al MEM requeridos para mejorar la confiabilidad y la eficiencia operativa, la regularización de colonias populares, la adquisición de acometidas y medidores, y la modernización de las RGD.

En el **Capítulo IX** se muestran los proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes de las RGD.

El **Capítulo X** describe las estrategias llevadas a cabo por CFE Distribución para garantizar el acceso abierto a las RGD para la interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.

Finalmente, el **Capítulo X** muestra los aspectos relacionados al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

En la actualización de este programa se tomó en cuenta la opinión de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para anteriores programas emitida a través de los Acuerdos: A/017/2016 del 18 de abril de 2016, el A/013/2017 del 9 de abril del 2017, y el A/018/2018 del 23 de mayo de 2018, así como oficios de los años 2019 a 2024, cuyos aspectos relevantes se indican a continuación:

- Se incluye el capítulo de diagnóstico de las RGD, que detalla los principales objetivos que deben alcanzarse y las estrategias que se implementarán para ello. Lo anterior para apoyar a la CRE en la toma de decisiones para que emita la opinión técnica y de proceder, la autorización de la SENER.
- Se utilizan los indicadores descritos en las *“Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica (DACG T y D)”*.
- Se incluyeron en el Anexo 2 los formatos de seguimiento de los programas y proyectos de ampliación y modernización de las RGD que no pertenecen al MEM, para el período 2025 – 2039.

## **II. Marco Normativo.**

Marco normativo vigente de acuerdo con la Reforma Energética de 2013 implementada por el Gobierno Federal:

### **Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía.**

**Artículo 25.** ... “El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de Los Estados Unidos Mexicanos, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución”.

**Artículo 27.** ... “Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica”.

### **Ley de la Industria Eléctrica.**

**Artículo 14.** ... “Los programas de ampliación y modernización para los elementos de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista serán autorizados por la Secretaría a propuesta de los Distribuidores interesados, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.

“... Dichos programas se desarrollarán bajo los principios siguientes:

- I. Procurarán la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- II. Incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional de forma económicamente viable;
- III. Se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, e
- IV. Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.”

### **Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.**

**Artículo 9.** ... “En la elaboración de los programas de ampliación y modernización de... las Redes Generales de Distribución se incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica en los términos que determine la Secretaría. En la elaboración de los programas se buscará la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión

eficiente de la generación, y considerando los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la red. Asimismo, durante este proceso se deberá tomar en cuenta los programas previos, las obras e inversiones que se encuentren en ejecución y observar lo siguiente:

I. Los programas serán elaborados anualmente y tendrán una proyección de quince años;

II. El CENACE o los Distribuidores, según corresponda en términos del artículo 14 de la Ley, propondrán a la Secretaría y a la CRE los programas dentro del mes de febrero de cada año, sin perjuicio de que podrá presentar programas especiales en otros meses a fin de adelantar el inicio de proyectos prioritarios;

...”

### **Ley de la Comisión Federal de Electricidad.**

**Artículo 1.** Tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la Empresa Productiva del Estado Comisión Federal de Electricidad (“CFE”), así como establecer su régimen especial en materia de: empresas productivas subsidiarias y empresas filiales; remuneraciones; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; bienes; responsabilidades; dividendo estatal: presupuesto; y deuda.

**Artículo 12, fracción I.** Indica, que corresponde al Consejo de Administración de la CFE la conducción central y la dirección estratégica de las actividades empresariales, económicas e industriales de la Comisión Federal de Electricidad, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. Asimismo, en la fracción XXIII del mismo artículo, se establece que dicho Consejo aprobará los proyectos y decisiones cuyas características revistan una importancia estratégica para el desarrollo del objeto de la empresa, conforme a las políticas y lineamientos que al efecto emita el propio Consejo.

**Artículo 39.** “El Consejo de Administración contará con los comités que al efecto establezca. En todo caso, contará con los comités de: I. Auditoría; II. Recursos Humanos y Remuneraciones; III. Estrategia e Inversiones, y IV. Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.”

**Artículo 104, inciso a) de la fracción II.** “...La Comisión Federal de Electricidad contará, conforme a los lineamientos que apruebe su Consejo de Administración, con un mecanismo de planeación de los programas y proyectos de inversión en el cual se establezcan al menos las necesidades de inversión a corto, mediano y largo plazos, mediante criterios de evaluación que permitan establecer prioridades entre los proyectos...”

### **Resoluciones.**

**CRE RES/550/2021.-** Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.

DOF 31-XII-2021

**CRE RES/142/2017.-** Disposiciones Administrativas de Carácter General, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida.

DOF 07-III-2017

## **Acuerdos.**

**CRE A/074/2015.-** Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

DOF 31-XII-2015

**CRE A/058/2016.-** Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía define entre otros criterios, el criterio de interpretación administrativa en relación con las tarifas aprobadas para el servicio público de distribución correspondientes a los años 2016-2018 contenidas en el acuerdo A/074/2015.

DOF 01-III-2017

ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía determina continuar con la extensión de la vigencia del periodo tarifario inicial del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; modifica el Anexo Único del Acuerdo A/045/2015 y el Anexo B del Acuerdo A/074/2015; ajusta los costos que conforman el ingreso requerido para la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos establecido en el Anexo A del Acuerdo A/058/2017; ajusta los costos que conforman el ingreso requerido para la operación del Centro Nacional de Control de Energía; y, determina las tarifas reguladas de los servicios de transmisión, distribución, operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, operación del Centro Nacional de Control de Energía y de los Servicios Conexos no incluidos en el mercado eléctrico mayorista aplicables del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022.

DOF 29-I-2021.

**CRE A/025/2023.-** Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica la resolución Núm. RES/948/2015 por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica.

DOF 23-I-2024

**SENER E.II.08.2023.-** Reglas de Operación del Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

12-VII-2023.

**SENER.** - Acuerdo por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.

DOF 15-XII-2016.

### III. Estructura actual de las Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional.

CFE Distribución proporciona el servicio de electricidad a todo el país a través de 16 Divisiones de Distribución formalmente constituidas con las 150 Zonas de Distribución que las conforman como se muestra en la Figura III.1.



Figura III.1 Divisiones de Distribución de CFE Distribución.

### 3.1 Infraestructura de las Redes Generales de Distribución.

La Tabla III.1, muestra datos estadísticos y tasa de crecimiento anual promedio de la capacidad instalada en subestaciones de transformación de alta a media tensión y en redes de distribución, el número y longitud de circuitos de media tensión, así como el número de servicios de Suministro Eléctrico y sus ventas de energía, por División de Distribución, al cierre de 2024.

**Tabla III.1 Estadísticas de las Divisiones de Distribución 2012 y 2024.**

Divisiones	Año de Referencia y tasa de crecimiento	Capacidad instalada en subestaciones de alta a media tensión (MVA)	Número de circuitos de media tensión.	Longitud de líneas de media tensión (km)	Capacidad instalada en redes de distribución (MVA)	Número de servicios (miles)	Ventas de energía (GWh)
Baja California	2012	2 019	632	16 672	4 611	1 474	12 572
	2024	5 541	747	21 731	5 191	2 081	19 137
	% anual	8.78%	1.40%	2.23%	0.99%	2.91%	3.56%
Noroeste	2012	4 996	897	36 694	5 270	1 823	16 089
	2024	7 002	1 132	42 862	6 731	2 309	24 155
	% anual	2.85%	1.96%	1.30%	2.06%	1.99%	3.44%
Norte	2012	4 956	762	38 679	2 366	1 896	16 557
	2024	7 115	986	41 284	2 694	2 442	25 190
	% anual	3.06%	2.17%	0.54%	1.09%	2.13%	3.56%
Golfo Norte	2012	8 070	1199	28 054	5 427	2 919	30 792
	2024	10 628	1 594	47 997	6 709	3 787	45 656
	% anual	2.32%	2.40%	4.58%	1.78%	2.19%	3.34%
Centro Occidente	2012	1 932	628	22 040	1 919	1 968	9 369
	2024	2 376	760	33 379	2 448	2 637	11 468
	% anual	1.74%	1.60%	3.52%	2.05%	2.47%	1.70%
Centro Sur	2012	3 093	496	30 172	2 507	2 152	8 134
	2024	3 487	582	39 442	2 939	3 259	9 711
	% anual	1.00%	1.34%	2.26%	1.33%	3.52%	1.49%
Oriente	2012	3 407	556	32 995	2 413	2 634	11 027
	2024	4 094	703	45 877	2 902	3 344	15 025
	% anual	1.54%	1.97%	2.78%	1.55%	2.01%	2.61%
Sureste	2012	3 169	626	56 063	2 808	3 174	8 234
	2024	4 287	820	66 654	3 952	4 145	11 673
	% anual	2.55%	2.28%	1.45%	2.89%	2.25%	2.95%
Valle de México Norte	2012	4 305	309	8 311	2 617	2 260	10 664
	2024	4 650	513	10 540	3 408	3 141	12 980
	% anual	0.64%	4.31%	2.00%	2.23%	2.78%	1.65%
Valle de México Centro	2012	3 630	358	3 471	2 649	1 907	8 572
	2024	3 817	439	5 809	3 580	2 244	8 922
	% anual	0.42%	1.71%	4.39%	2.54%	1.37%	0.33%
Valle de México Sur	2012	4 312	323	9 583	2 482	2 134	9 673
	2024	4 655	469	11 859	3 791	2 949	11 803
	% anual	0.64%	3.16%	1.79%	3.59%	2.73%	1.67%
Bajío	2012	5 067	944	60 173	3 632	3 632	21 670
	2024	6 901	1 185	69 403	4 855	5 013	33 960
	% anual	2.61%	1.91%	1.20%	2.45%	2.72%	3.81%
Golfo Centro	2012	2 311	436	28 306	2 470	1 685	10 236
	2024	3 134	588	31 779	2 840	2 194	14 752
	% anual	2.57%	2.52%	0.97%	1.17%	2.22%	3.09%
Centro Oriente	2012	3 107	466	25 095	2 073	2 593	12 182
	2024	3 919	573	28 361	2 744	3 641	16 322
	% anual	1.95%	1.74%	1.02%	2.36%	2.87%	2.47%
Peninsular	2012	2 832	509	17 483	1 982	1 468	8 173
	2024	4 574	690	22 080	2 616	2 266	14 765
	% anual	4.08%	2.57%	1.96%	2.34%	3.68%	5.05%

Divisiones	Año de Referencia y tasa de crecimiento	Capacidad instalada en subestaciones de alta a media tensión (MVA)	Número de circuitos de media tensión.	Longitud de líneas de media tensión (km)	Capacidad instalada en redes de distribución (MVA)	Número de servicios (miles)	Ventas de energía (GWh)
Jalisco	2012	3 518	559	23 354	2 793	2 681	12 536
	2024	5 104	779	36 278	3 512	3 649	18 219
	% anual	3.15%	2.80%	3.74%	1.93%	2.60%	3.16%
Total	2012	60 724	9 700	437 145	48 019	36 400	206 480
	2024	81 285	12 560	555 336	60 912	49 101	293 736
	% anual	2.69%	2.38%	2.20%	2.19%	2.76%	3.26%

Fuentes: CFE Distribución, SIAD e Informes oficiales de la Gestión Comercial  
Los totales pueden variar debido a redondeo

En la Tabla III.2 se muestra el número y capacidad de las unidades de transformación instaladas en subestaciones y RGD a diciembre de 2024, mientras que en la Tabla III.3, la longitud de las líneas de distribución instaladas a diciembre de 2024, por nivel de tensión.

**Tabla III.2 Datos de transformadores a diciembre de 2024.**

Cantidad total de Transformadores		
Nivel	Número de transformadores	MVA
Transformadores de Potencia de alta a media tensión	3 335	81 285
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1 660 977	60 912

Fuente: CFE Distribución, SIAD.

**Tabla III.3. Datos de redes de distribución 2024.**

Cantidad total de Líneas	
Nivel de tensión en kilovoltios	Longitud en km
2.4 kV a 34.5 kV	555 336
Baja tensión	345 966

Fuente: CFE Distribución, SIAD

### 3.2 Infraestructura de medición.

A diciembre de 2024 la CFE Distribución registró, a nivel nacional, un total de 49.1 millones de servicios para el Suministro Eléctrico. La Tabla III.4 muestra los diferentes tipos de medidores utilizados para la toma de lecturas de estos servicios, y la tabla III.5, el resumen de los medidores instalados a nivel nacional, a diciembre de 2024 por División de Distribución.

Actualmente, en 37.2 millones de servicios del Suministro Eléctrico se utilizan medidores electrónicos de diferentes tecnologías: 43.25 % de medidores de autogestión, 26.34% medidores electrónicos básicos, 4.90 % de medidores son de infraestructura avanzada de medición (AMI), 1.08 % de medidores multifunción de media y alta tensión, y 0.37 % de medidores “escalados”. Sin embargo, existen 11.63 millones de medidores, utilizados actualmente por CFE Distribución que son de tipo electromecánico, éstos representan el 23.69 % del total de servicios de Suministro Eléctrico. Por otra parte, 185 mil servicios no usan equipos de medición y corresponden a servicios temporales en baja tensión, cargas fijas de alumbrado público y cámaras de video vigilancia, que representan el 0.38% del total.

**Tabla III.4. Resumen de servicios instalados a nivel Nacional en CFE Distribución por tipo de medidor.**

Tipo de medidor	Cantidad de servicios en millones de unidades	Proporción del tipo de medidor instalado %
Electrónico (Autogestión)	21.23	43.25
Electrónico Básico	12.93	26.34
Electromecánico	11.63	23.69
Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)	2.40	4.90
Multifunción Media y Alta Tensión	0.53	1.08
Sin medición	0.20	0.37
Escalados	0.18	0.37
<b>Total</b>	<b>*49.10</b>	<b>100.00</b>

Fuente: CFE Distribución: SICOM

\*Los valores pueden variar debido al redondeo

**Tabla III.5. Resumen de medidores instalados por servicio a nivel Nacional en CFE Distribución.**

División	Medidores electrónicos (modernos)						Electro-mecánico	Servicios sin medidor	Total Servicios	% Medidores modernos
	Autogestión		Electrónico Básico	Infraest. Avanzada de med. (AMI)	Multifunción media y alta tensión	Total Electrónicos				
	Normales	Escalados								
Baja California	893,696	0	536,713	34,163	33,048	1,497,620	575,388	7,821	2,080,829	72.0%
Noroeste	963,005	0	849,174	37,686	41,613	1,891,478	407,947	9,241	2,308,666	81.9%
Norte	1,168,060	0	751,787	13,108	59,688	1,992,643	437,007	12,355	2,442,005	81.6%
Golfo norte	1,469,341	0	1,005,675	31,619	88,628	2,595,263	1,176,976	14,704	3,786,943	68.5%
Centro Occidente	1,071,131	0	993,961	15,403	24,579	2,105,074	517,265	15,111	2,637,450	79.8%
Centro sur	1,577,772	0	818,476	307,987	14,505	2,718,740	531,569	8,885	3,259,194	83.4%
Oriente	1,678,547	0	722,186	20,962	21,005	2,442,700	889,955	11,787	3,344,442	73.0%
Sureste	1,472,117	0	1,041,447	116,792	19,150	2,649,506	1,483,780	11,640	4,144,926	63.9%
Valle de México Norte	1,781,304	180,000	426,404	394,482	12,401	2,794,591	345,582	466	3,140,639	89.0%
Valle de México Centro	914,969	0	339,684	595,260	11,906	1,861,819	381,947	385	2,244,151	83.0%
Valle de México Sur	1,293,911	0	727,285	546,309	12,611	2,580,116	368,232	452	2,948,800	87.5%
Bajo	1,865,941	0	1,195,992	70,158	71,453	3,203,544	1,768,661	40,852	5,013,057	63.9%
Golfo centro	869,283	0	613,538	2,420	24,386	1,509,627	665,664	18,458	2,193,749	68.8%
Centro oriente	1,715,323	0	1,127,565	17,169	20,017	2,880,074	754,377	6,495	3,640,946	79.1%
Peninsular	928,124	0	759,296	94,882	32,915	1,815,217	443,137	7,787	2,266,141	80.1%
Jalisco	1,572,380	0	1,024,024	105,920	42,981	2,745,305	885,257	18,845	3,649,407	75.2%
<b>Nacional</b>	<b>21,234,904</b>	<b>180,000</b>	<b>12,933,207</b>	<b>2,404,320</b>	<b>530,886</b>	<b>37,283,317</b>	<b>11,632,744</b>	<b>185,284</b>	<b>49,101,345</b>	<b>75.9%</b>

Fuente: CFE Distribución: SICOM

## **IV. Supuestos para la planificación de las Redes Generales de Distribución.**

### **4.1 Pronóstico de la demanda máxima del Sistema Eléctrico de Distribución.**

El pronóstico de demanda por subestación (PDS), se prepara en colaboración con el CENACE y CFE Distribución, contando como insumo con las demandas máximas mensuales registradas en el período de enero a septiembre de 2024, así como las estimaciones realizadas para el período de octubre a diciembre de 2024. Este pronóstico, es fundamental para planificar los requerimientos de ampliación de capacidad en subestaciones existentes y nuevas subestaciones de distribución.

Durante el periodo de 2018 a 2024 la SENER ha instruido la ejecución de 200 proyectos de ampliación, sustitución y nuevas subestaciones de Distribución identificados en los PAM de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las RGD que pertenecen al MEM, así como en los PRODESEN correspondientes, estos proyectos se encuentran en proceso de elaboración, autorización, licitación pública, construcción o en operación. Se identificaron 34 nuevos requerimientos de subestaciones en el PDS 2025 – 2039, los cuales son propuestos al CENACE para su inclusión en el Programa de Ampliación y Modernización de las RNT y RGD que pertenecen al MEM 2025 – 2039.

El estudio de pronóstico se llevó a cabo en las siguientes etapas:

- I. Adquisición y depuración de perfiles de carga y determinación de estadísticos de demanda, mensual y anual, en cada uno de los elementos de transformación de alta a media tensión y circuitos de media tensión para sus condiciones normales de operación.
- II. Determinación de la demanda máxima mensual registrada en condiciones normales de operación en los elementos de transformación de alta a media tensión y circuitos de media tensión.
- III. Modelado de agentes de crecimiento de la demanda en las RGD tales como:
  - a. Desarrollo normal.
  - b. Cargas de servicios de suministro conectados en media tensión.
  - c. Solicitudes de servicios de suministro individuales o colectivos que se conectarán a la media tensión en el período de estudio.
  - d. Superficies geográficas con potencial de desarrollo en el mediano y largo plazo, denominadas “polos de desarrollo”.
- IV. Pronóstico de la demanda máxima anual por Zona de Distribución, subestación eléctrica, elementos de transformación de alta a media tensión y circuitos de media tensión, mediante el modelado de los agentes de crecimiento descritos en el punto III.
- V. Identificación, evaluación económica y programación de los requerimientos de ampliación de los elementos de transformación de alta a media tensión en el horizonte de corto, mediano y largo plazo.
- VI. Redistribución del área de influencia de subestaciones y circuitos existentes y necesarios en el horizonte de planeación, a fin de satisfacer el crecimiento esperado en la demanda de energía eléctrica en las RGD en condiciones de Calidad, Confiabilidad y eficiencia.
- VII. Obtención del pronóstico de demanda máxima definitivo para cada una de las subestaciones eléctricas actuales y necesarias para el horizonte de planeación.

La Tabla IV.1 muestra la demanda máxima no coincidente en las RGD esperada, por División de Distribución, para el período 2025-2029 y el horizonte a largo plazo, 2039. La tasa de crecimiento anual promedio (TMCA<sub>H</sub>) observada en los últimos 3 años, a nivel nacional, fue del 4.12%; asimismo, se espera un crecimiento promedio anual del 2.83 % para los próximos 5 años, y del 2.32% para los próximos 15 años, de acuerdo con un modelo de crecimiento geométrico.

**Tabla IV.1. Pronóstico 2025 – 2039 de la demanda máxima no coincidente en las Redes Generales de Distribución.**

División de Distribución	Historial (MW)			Pronóstico (MW)						Tasa Media de Crecimiento Anual (%)		
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2039	TMCA <sub>H</sub> últimos 3 años (2022 – 2024)	TMCA <sub>F</sub> a 5 años (2025 – 2029)	TMCA <sub>F</sub> a 15 años (2025 – 2039)
Baja California	3 742	3 941	4 062	4 182	4 305	4 423	4 547	4 654	5 801	4.19%	2.76%	2.40%
Noroeste	4 860	5 223	5 296	5 492	5 609	5 733	5 857	5 981	7 347	4.39%	2.46%	2.21%
Norte	4 623	4 817	4 986	5 177	5 308	5 429	5 567	5 690	6 976	3.85%	2.68%	2.26%
Golfo Norte	7 098	7 469	7 816	8 119	8 394	8 666	8 925	9 179	11 508	4.94%	3.27%	2.61%
Centro Occidente	1 273	1 345	1 379	1 440	1 486	1 517	1 558	1 583	1 890	4.08%	2.80%	2.12%
Centro Sur	1 537	1 592	1 606	1 625	1 657	1 693	1 728	1 764	2 099	2.22%	1.89%	1.80%
Oriente	2 266	2 364	2 459	2 514	2 554	2 588	2 620	2 653	3 019	4.17%	1.53%	1.38%
Sureste	2 569	2 717	2 869	2 925	2 968	3 017	3 067	3 117	3 649	5.68%	1.67%	1.62%
Valle de México Norte	2 257	2 256	2 272	2 315	2 362	2 408	2 451	2 491	2 985	0.33%	1.86%	1.84%
Valle de México Centro	1 623	1 686	1 741	1 783	1 891	1 882	1 925	1 967	2 398	3.57%	2.47%	2.16%
Valle de México Sur	2 258	2 260	2 290	2 339	2 324	2 421	2 467	2 510	3 039	0.71%	1.85%	1.90%
Bajío	4 398	4 616	4 702	4 950	5 192	5 357	5 506	5 664	6 886	3.40%	3.79%	2.58%
Golfo Centro	1 791	1 904	1 992	2 097	2 201	2 303	2 400	2 491	3 403	5.46%	4.57%	3.63%
Centro Oriente	2 107	2 105	2 181	2 236	2 280	2 322	2 358	2 394	2 799	1.74%	1.88%	1.68%
Peninsular	2 536	2 864	3 001	3 149	3 263	3 383	3 499	3 628	4 687	8.78%	3.87%	3.02%
Jalisco	2 904	3 113	3 216	3 425	3 577	3 697	3 783	3 864	4 650	5.23%	3.74%	2.49%
<b>Total</b>	<b>47 842</b>	<b>50 272</b>	<b>51 868</b>	<b>53 768</b>	<b>55 371</b>	<b>56 839</b>	<b>58 258</b>	<b>59 630</b>	<b>73 136</b>	<b>4.12%</b>	<b>2.83%</b>	<b>2.32%</b>

Nota: 1/ Información real demanda máximas mensuales a enero-septiembre de 2024 (MWh/h), estimado octubre-diciembre de 2024.  
Fuente CENACE: PDS, Escenario de Demanda de Planeación, 2025 – 2039

En lo que respecta al período de corto plazo: 2025 – 2029, las División de Distribución Golfo Centro presentaría la mayor tasa de crecimiento con el 4.57%. Las Divisiones Golfo Norte, Jalisco, Bajío y Peninsular, presentarían un crecimiento entre el 3.27% y 3.87%. En las Divisiones Noroeste, Valle de México Centro, Norte, Baja California y Centro Occidente, se espera un crecimiento entre el 2.46% y el 2.80%, finalmente en las Divisiones: Oriente, Sureste, Valle de México Sur, Valle de México Norte, Centro Oriente y Centro Sur éste será entre 1.53 % y 1.89 %.

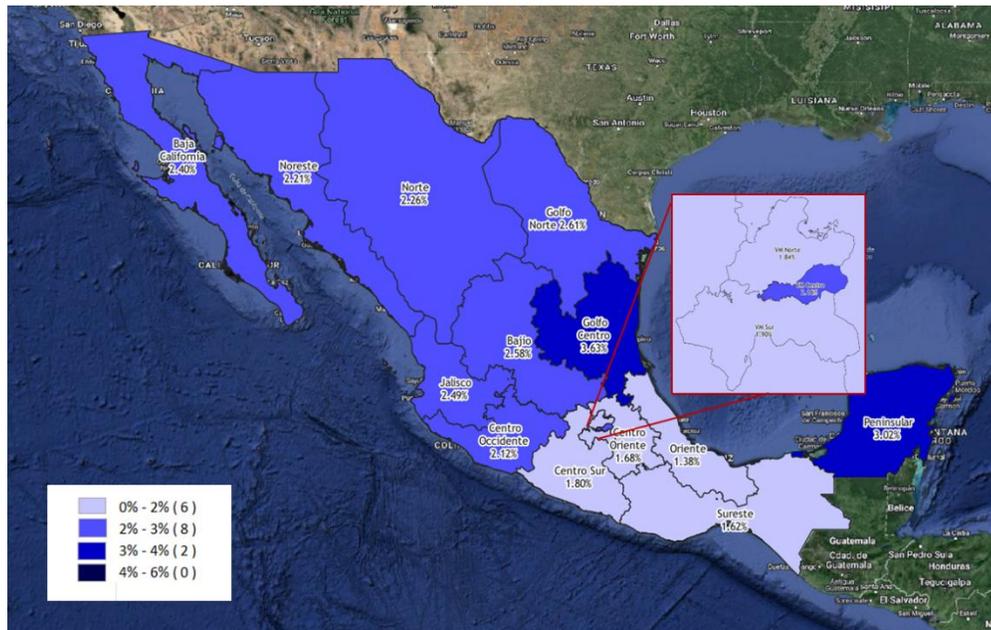
Para el período de largo plazo: 2025 – 2039, las Divisiones Golfo Centro y Peninsular presentan una tasa de 3.63% y 3.02% respectivamente, ocho Divisiones: Centro Occidente, Valle de México Centro, Noroeste, Norte, Baja California, Jalisco, Bajío y Golfo Norte, presentan una tasa entre 2.12% y 2.61% y en seis Divisiones: Oriente, Sureste, Centro Oriente, Centro Sur, Valle de México Norte y Valle de México Sur, la tasa se encuentra entre 1.38% y 1.90%.

La Figura IV.1 muestra la distribución geográfica, por División de Distribución, de la tendencia de crecimiento de la demanda máxima en el corto plazo: 2025 – 2029, mientras que en la Figura IV.2 se muestra dicha distribución a largo plazo: 2025 – 2039. Como se observa, el mayor crecimiento se concentra en el Golfo de México y la península de Yucatán.



Fuente CENACE: PDS Escenario de planeación 2025 – 2039

**Figura IV.1 Distribución de la tendencia de crecimiento a corto plazo (5 años) de la demanda máxima de las RGD en las 16 Divisiones de la CFE Distribución.**



Fuente CENACE: PDS Escenario de planeación 2025 – 2039

**Figura IV.2 Distribución de la tendencia de crecimiento a largo plazo (15 años) de la demanda máxima de las RGD en las 16 Divisiones de la CFE Distribución.**

## 4.2 Criterios para la ampliación y modernización de la infraestructura de medición.

La Tabla IV.2 muestra las funciones y las características de los diferentes tipos de medidores utilizados en CFE Distribución.

**Tabla IV.2 Tipos de medidor de energía eléctrica utilizados en la CFE Distribución tipo Socket, Gabinete, Electromecánico y Electrónico.**

Funciones y características	Electromecánico	Electrónico de autogestión	Electrónico escalado	Electrónico básico	Infraestructura Avanzada de medición (AMI)
					
Operación	En sitio	Semiautomática	Automática	Semiautomática	Automática
Lectura	En sitio	En sitio	Remota	En sitio	Remota
Corte	En sitio	En sitio	Remota	En sitio	Remota
Reconexión	En sitio	En sitio	Remota	En sitio	Remota
Monitoreo del suministro	En sitio	En sitio	Remota	En sitio	Remota
Exactitud de medida	98%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%

Fuente: CFE Distribución

**Medidor electromecánico:** Con este tipo de medidores únicamente es posible registrar el consumo de energía kWh (energía activa); asimismo, la toma de lecturas, facturación, cortes y reconexiones, deben realizarse en sitio y de forma manual.

**Medidor electrónico de autogestión:** El medidor electrónico presenta mejores características que los medidores electromecánicos, los actuales miden diversos parámetros eléctricos que permiten saber el consumo de energía kWh y la demanda kW (carga instantánea), además de contar con dispositivo para corte y reconexión (autogestión), y a través de la tarjeta lectora se pueden obtener registros de fallas e intervenciones fraudulentas al equipo.

**Medidor electrónico escalado:** Es un desarrollo propio de CFE el cual consiste en la instalación de una tarjeta electrónica de comunicación por radiofrecuencia en el interior de un medidor electrónico descrito en el apartado anterior, con lo que se incrementa las capacidades de los medidores para lograr la comunicación remota y se opere mediante los sistemas informáticos institucionales existentes en CFE, lo cual permite automatizar la toma de lectura, realizar cortes y reconexiones, de forma remota.

**Medidor electrónico básico:** Es un medidor electrónico escalable sin comunicaciones con las características técnicas mínimas para cubrir las necesidades de la CFE para la facturación de los servicios, lo cual se realiza con un medidor de energía activa (kWh), clase de exactitud 0,5.

**Medidor de infraestructura avanzada de medición (AMI):** Este tipo de medidor cuenta con la capacidad de automatizar la toma de lectura, el corte, la reconexión, el monitoreo de fallas e

intervenciones fraudulentas de forma remota, a su vez permite desarrollar esquemas de facturación en prepago, mensual, tarifas horarias y perfiles de carga, así como integración de funciones de una Red Eléctrica Inteligente. Con el fin de mejorar la Continuidad y Calidad en el servicio al cliente, disminuir pérdidas de energía eléctrica, y la integración al programa de red inteligente en distribución en el área de la medición.

Dado que los medidores electromecánicos ya no se fabrican, una vez que estos medidores se dañan, dejan de ejecutar su operación normal o no cumplen el criterio de uso final (Tabla IV.3), es necesario la instalación o reemplazo por medidores electrónicos adecuados al uso final del servicio.

**Tabla IV.3 Criterios para el uso de medidores.**

Tipo de medidor	Utilización
Electromecánico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifas residenciales de bajo consumo (menor que 150 kWh al mes)</li> <li>• Servicios en comunidades rurales (menores a 2 500 habitantes)</li> </ul>
Electrónico de autogestión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifas residenciales y tarifas 02</li> </ul>
Electrónico escalados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colonias populares con pérdidas y/o cartera vencida alta</li> <li>• Nuevos fraccionamientos de medio y alto consumo y privadas sin acceso</li> <li>• Centros comerciales</li> </ul>
Electrónico Básico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifas residenciales y tarifas 02</li> </ul>
Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colonias residenciales con pérdidas de energía altas</li> <li>• Fraccionamientos residenciales y alto consumo (500 kWh al mes o más)</li> <li>• Todos los servicios en media tensión (siempre y cuando sea factible la comunicación y mayores a 100 kW de demanda)</li> </ul>

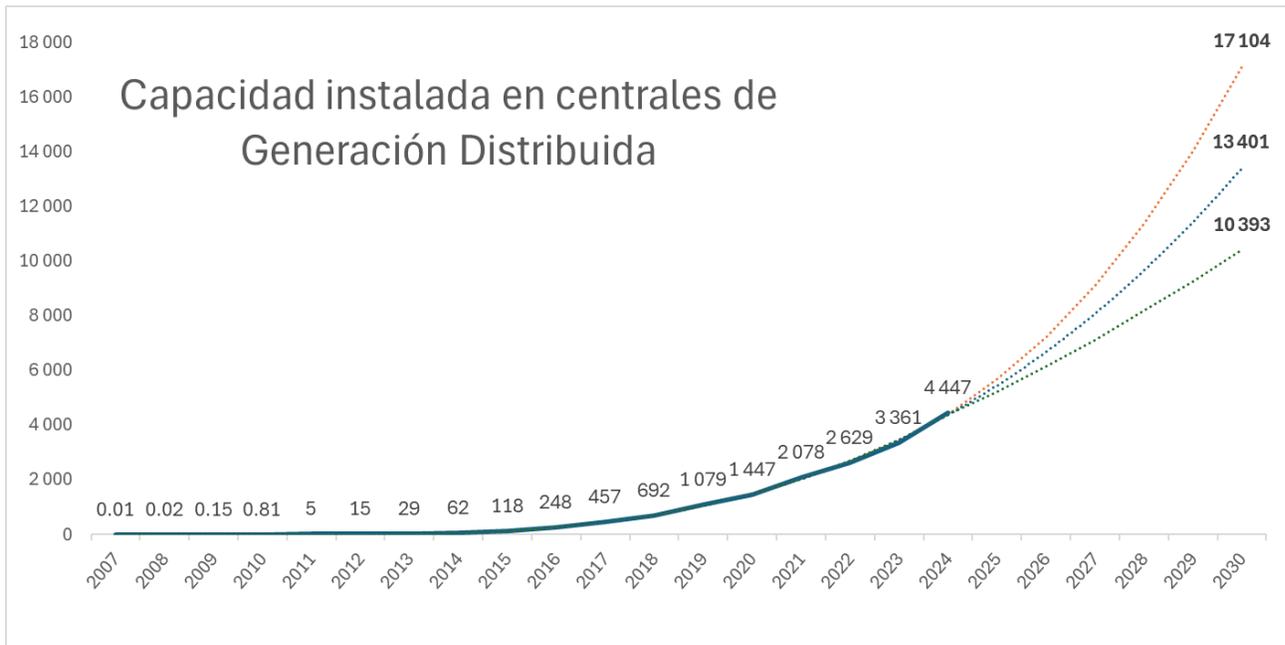
Fuente: CFE Distribución

### 4.3 Pronósticos de Generación Distribuida.

De acuerdo con el Manual de Interconexión de Centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW, en los programas de ampliación y modernización debe considerarse la capacidad agregada de Centrales Eléctricas interconectadas y su tendencia de crecimiento, con base en los datos históricos de solicitudes de interconexión recibidas, la disponibilidad de los recursos primarios, la tendencia de los costos de Generación Distribuida y los precios de las diferentes fuentes de electricidad.

Las tecnologías fotovoltaicas crecen de manera dinámica desde el año 2007, para el segundo semestre de 2024, la capacidad instalada en generación limpia distribuida creció a un valor de 4 447 MW, con un porcentaje de 99.4% de generación fotovoltaica. La Figura IV.3 muestra la tendencia actual y la evolución estimada de la capacidad instalada en centrales menores a 500 kW; para el año

2030 se espera una capacidad instalada de 13 401 MW, de acuerdo con un modelo de crecimiento polinómico.



Fuente: CFE, Plataforma informática en materia de Generación Distribuida

**Figura IV.3 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2030**

#### 4.4 Supuestos económicos.

El objetivo del análisis económico de los Programas y Proyectos de Inversión (PPI) es determinar su rentabilidad económica y beneficios netos, con el fin de seleccionar las opciones de inversión que minimicen el costo en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica para la empresa y para la sociedad.

En la evaluación se requiere determinar los costos y beneficios a través de la vida útil de los PPI utilizando la tasa de descuento autorizada y tomando la decisión con base en los indicadores de rentabilidad establecidos y se utilizan supuestos razonables, determinados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Corporativo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

##### 4.4.1 Vida útil de los proyectos.

Para evaluar los PPI de infraestructura eléctrica se considera una vida útil de 30 años, durante la cual, es posible obtener beneficios de los proyectos.

##### 4.4.2 Tasa de descuento.

La tasa de descuento anual real aprobada por la Dirección Corporativa de Finanzas de CFE, es de 11.46 %, que corresponde al cálculo de la estimación del costo promedio ponderado de capital de la CFE y sus EPS.

### 4.4.3 Costos.

Los nuevos proyectos de distribución que se adicionarán al Sistema Eléctrico Nacional no son autónomos, por el contrario, compartirán con el sistema eléctrico existente la distribución de los flujos de potencia. Por esta razón además de los costos de inversión, operación y mantenimiento relativos al nuevo proyecto, se deben considerar los costos incrementales asociados a la infraestructura existente.

**Costo de inversión:** Son los asociados a la inversión en infraestructura eléctrica, considerando precios de mercado, más un porcentaje de costos indirectos por la ejecución de la obra.

La base de precios para costear los proyectos de inversión en distribución es del Catálogo de Precios (CATPRE), integrados de forma modular o específica, de acuerdo con las necesidades de cada proyecto.

**Costos de operación y mantenimiento:** Se derivan de los recursos humanos y materiales necesarios para operar y mantener en buen estado las instalaciones, se estima el 1% anual del costo de la inversión de los proyectos.

### 4.4.4 Beneficios.

Son los beneficios económicos asociados al proyecto y se calculan con modelos electrotécnicos que permiten simular la operación del sistema con y sin el proyecto. Se constituyen con las ventas por energía incremental y beneficios operativos que a continuación se describen.

**Beneficios por energía incremental:** Refleja el valor de la energía adicional que puede ser suministrada por la entrada en operación de las obras incluidas en un proyecto, y que está por encima de la demanda de saturación del sistema existente actual sin falla, su valoración corresponde al precio medio de la tarifa regulada.

Se calcula como: (energía incremental asociada a las obras incluidas en el proyecto) x (precio medio de la tarifa regulada).

Dónde: la energía incremental es igual a (demanda incremental) x (duración en horas) x (factor de carga).

**Beneficios operativos:** Representan el ahorro por pérdidas técnicas que presenta el proyecto, los cuales son valorados por el costo que representa para CFE Distribución, disminuir pérdidas de energía y de potencia.

Se obtienen de la simulación de los flujos de potencia del sistema eléctrico con y sin el proyecto, se refiere a las pérdidas eléctricas en energía que dejarán de consumirse y por tanto de generarse a causa de la entrada en operación del nuevo proyecto.

Se determinan como: (beneficio por pérdidas de potencia, referidas a demanda máxima, asociado a las obras incluidas en el proyecto x factor de carga del área de influencia x horas del año x precio marginal local promedio de la Zona), y para los años subsecuentes, este beneficio permanece constante durante el periodo de evaluación del proyecto.

**Beneficio por energía no suministrada (ENS):** Es la energía que no es posible suministrar cuando ocurre la salida forzada de un elemento del sistema de distribución. Se calcula como: (corte de carga asociado a la falla) x (tiempo que el elemento estará fuera de operación) x (valor de la energía no suministrada).

El valor de la energía no suministrada (ENS) se define en 2600 dólares por Mega Watt hora (USD/MWh), de acuerdo con el Artículo Uno, inciso (b) de la Política de Confiabilidad publicada por la Secretaría de Energía, en el DOF del 28.II.2017.

**Beneficios anuales y totales en el horizonte de evaluación:** La evaluación económica del proyecto, bajo el rubro de beneficios reporta los ingresos que de cumplirse los supuestos generaría el proyecto por concepto de energía incremental, energía no servida en falla y operativos, a los cuales después de descontar los costos de operación resultan en un valor presente estimado al año de la primera inversión.

#### 4.4.5 Indicadores de rentabilidad.

A continuación, se presentan los indicadores económicos empleados en la evaluación económica de los proyectos.

**Relación Beneficio/Costo (B/C):** Es una relación a-dimensional y se obtiene calculando la relación del Valor Presente de los Beneficios y el Valor Presente de Costos.

**Tasa Interna de Retorno (TIR):** Se define como la tasa de descuento que hace que el VPN de un programa o proyecto de inversión sea igual a cero. Esto es económicamente equivalente a encontrar el punto de equilibrio de un programa o proyecto de inversión, es decir, el valor presente de los beneficios netos del programa o proyecto de inversión es igual a cero y se debe comparar contra una tasa de retorno deseada.

**Valor Presente Neto (VPN):** Es el importe actualizado de los beneficios y costos a los cuales se aplica una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto. Representa el rendimiento obtenido a lo largo de su vida útil. Se calcula al año de primera erogación de acuerdo con los lineamientos de la SHCP.

**Tasa de Rentabilidad Inmediata (TRI):** Permite identificar el momento óptimo para la entrada en operación de un proyecto, cuyos beneficios son crecientes en el tiempo, es el primer año en que la TRI es mayor que la tasa de descuento.

**Costo Anual Equivalente (CAE):** Permite evaluar alternativas de solución que proporcionarán los mismos beneficios cuando estos son de difícil cuantificación o los proyectos presentan distinta vida útil, es por ello, que a diferencia del Valor Presente Neto, en la determinación del CAE solo se consideran los costos generados por el proyecto.

De acuerdo con las “Reglas de Operación de los Lineamientos para la Planeación, Evaluación, Aprobación, Financiamiento y Seguimiento de los Proyectos y Programas de Inversión de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su Caso, Empresas Filiales”, son consideradas como indicadores de rentabilidad: TIR, CAE, VPN, TRI y B/C

#### 4.4.6 Variables macroeconómicas del proyecto.

Los proyectos de infraestructura eléctrica se evalúan técnica y económicamente, considerando los beneficios involucrados en cada proyecto: (1) beneficio por demanda incremental, si el proyecto es necesario para la conexión de nuevos servicios de Suministro Eléctrico; (2) beneficio por energía no suministrada en falla, si el proyecto contribuye a mejorar la confiabilidad de las RGD, (3) beneficio por ahorros operativos, si el proyecto contribuye a reducir pérdidas técnicas de energía eléctrica, y (4) beneficio por recuperación de ventas, si el proyecto contribuye a evitar pérdidas no técnicas de energía.

En la Tabla IV.4 se muestran las variables utilizadas para llevar a cabo las evaluaciones económicas de los proyectos.

**Tabla IV.4 Variables utilizadas para llevar a cabo las evaluaciones económicas de los proyectos.**

Divisiones de Distribución	Precio Medio de la Tarifa de Distribución (PMT <sub>D</sub> ) (\$/kWh) <sup>/1</sup>	Precio Marginal Local (PML <sub>D</sub> ) Promedio [\$/kWh] <sup>/2</sup>	Paridad pesos / dólar <sup>/3</sup>	Tasa de descuento % anual <sup>/4</sup>	Precio medio de la energía no servida \$ / kWh <sup>/5</sup>
Baja California	0.77	2.32	18.04	11.46%	46.90
Noroeste	0.83	0.58			
Norte	1.32	0.64			
Golfo Norte	0.79	0.67			
Centro Occidente	1.42	0.79			
Centro Sur	1.49	0.84			
Oriente	1.45	0.82			
Sureste	1.26	0.87			
Valle de México Norte	0.89	0.81			
Valle de México Centro	0.70	0.81			
Valle de México Sur	0.86	0.82			
Bajío	1.06	0.77			
Golfo Centro	1.09	0.72			
Centro Oriente	1.32	0.82			
Peninsular	1.00	1.67			
Jalisco	1.52	0.78			
<b>Nacional</b>	<b>1.11</b>	<b>0.92</b>			

Notas:

/1 Este monto se obtiene como el promedio de las tarifas de distribución de energía eléctrica aplicables del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024 publicadas en el DOF el 22/01/2024.

/2 Este monto se obtiene como el promedio anual de los PML 2023 registrado en los Nodos P de cada una de las Divisiones proporcionado por la Coordinación de Estudios Económicos de la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica, CFE.

/3 Se obtiene a partir de las variables macroeconómicas del ejercicio fiscal 2024.

/4 Corresponde al cálculo de la estimación del costo promedio ponderado de capital de la CFE y sus EPS emitido por la Dirección Corporativa de Finanzas de CFE el 15 de marzo de 2024.

/5 Se obtiene a partir del valor de 2.6 dólares por kWh publicado en la Política de Confiabilidad establecida por la SENER el 28 de febrero de 2017 y la paridad peso-dólar.

#### 4.5 Indicadores de desempeño.

En el diagnóstico de las RGD se utiliza el resultado de los indicadores de desempeño de las RGD del año n-1, en materia de Confiabilidad, Calidad y eficiencia, considerando los criterios de desempeño que establecen las *Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica* publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de enero de 2024, en el Acuerdo Núm. A/025/2023. La Tabla IV.5 resume los indicadores utilizados y sus límites de aceptación.

Asimismo, se utilizan los criterios de variación de la tensión que establece el *Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional, anexo al Código de Red* publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de diciembre de 2021, en la Resolución Núm. RES/550/2021.

Para evaluar la eficiencia operativa de las RGD se utilizan los límites aceptables de pérdidas técnicas y no técnicas, indicados en los considerandos cuadragésimo segundo y cuadragésimo tercero del Acuerdo CRE No. A/074/2015, del 5% para ambos casos.

La confiabilidad de los circuitos eléctricos de media tensión se evalúan con el SAIDI<sub>D</sub>, SAIFI<sub>D</sub> y CAIDI<sub>D</sub>; mientras que la calidad de la potencia eléctrica con el grado de cumplimiento de las variaciones de tensión en los nodos de calidad de las subestaciones eléctricas y del factor de potencia promedio en circuitos eléctricos de media tensión.

**Tabla IV.5 Indicadores operativos de las RGD.**

criterio	Indicador	Descripción	Límites	Cumplimiento
Confiabilidad	SAIDI <sub>D</sub>	Índice de la duración anual promedio de las interrupciones en Distribución.	≤ 50 minutos	Anual
	SAIFI <sub>D</sub>	Índice de la Frecuencia promedio anual de las interrupciones en Distribución por usuario final.	≤ 0.94 interrupciones	Anual
	CAIDI <sub>D</sub>	Índice de duración promedio anual de las interrupciones por usuario en distribución.	≤ 53 minutos	Anual
Calidad de la potencia de la energía eléctrica	Variaciones de tensión en MT	Límites de variación de tensión en las barras de media tensión de subestaciones (porcentaje de cumplimiento por nodo de calidad)	(-5 %, +5 %) de la tensión nominal.	90%
	Factor de potencia	Compensación de potencia Reactiva (Promedio mensual medido a intervalos de 10 min)	≥ 0.95 promedio mensual por circuito.	80% circuitos con medición digital.
Pérdidas de energía eléctrica	Pérdidas técnicas	Porcentaje de Pérdidas técnicas.	< 5 % respecto a la energía recibida en la División de Distribución.	Anual
	Pérdidas no técnicas	Porcentaje de Pérdidas no técnicas.	< 5 % respecto a la energía recibida en la División de Distribución.	Anual

Fuente: Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional y Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, anexo al Código de Red en la Resolución CRE Núm. RES/550/2021

## V. Diagnóstico de las Redes Generales de Distribución.

Este Capítulo muestra los resultados del diagnóstico efectuado a las Redes Generales de Distribución (RGD) de la CFE Distribución, al cierre de 2024.

El propósito es fundamentar, con base en el resultado de los indicadores de confiabilidad, calidad de la potencia eléctrica, eficiencia observados al cierre del año 2024, la necesidad de los proyectos de ampliación y modernización para el período 2025 – 2039, mediante la identificación de áreas de oportunidad que permitan cumplir los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad de las RGD que establece el Art. 14 de la LIE, los cuales se evalúan con el seguimiento anual de los indicadores operativos (véase Tabla IV.5).

Para su análisis, los diferentes segmentos de las RGD se clasifican en los siguientes componentes principales: (1) subestaciones eléctricas de transformación de alta a media tensión, (2) circuitos de media tensión, (3) transformadores de servicio de media a baja tensión, (4) red de baja tensión y (5) acometidas y medidores, los cuales se ilustran en la Figura V.1.

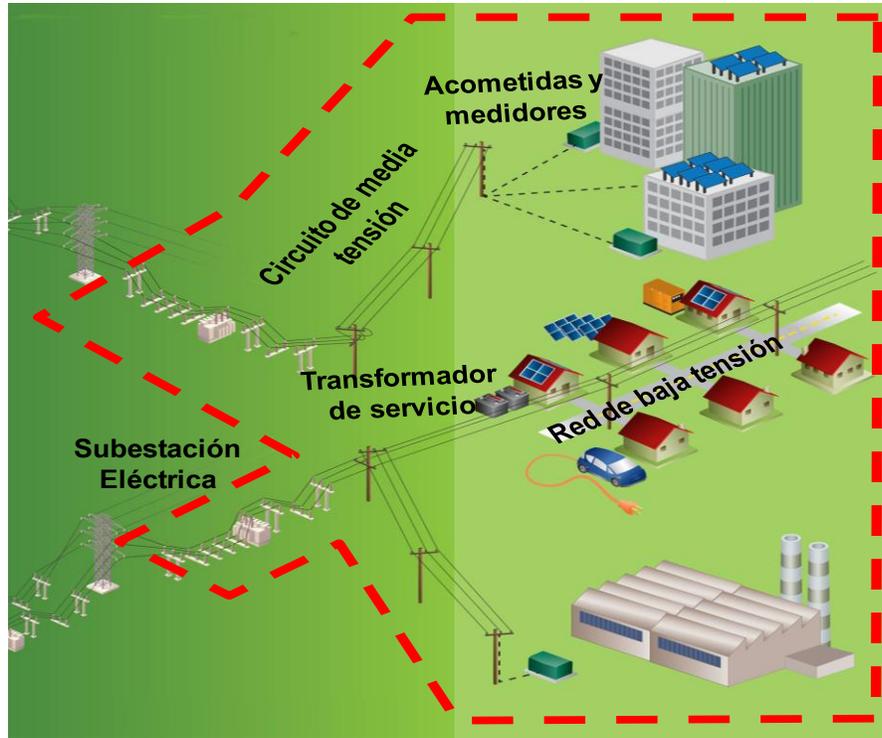


Figura V.1 Componentes principales de las RGD.

## 5.1 Confiabilidad.

La Tabla V.1 muestra los indicadores de Confiabilidad: SAIDI<sub>D</sub>, SAIFI<sub>D</sub> y CAIDI<sub>D</sub>, observados a diciembre de 2024 en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución, así como su evolución respecto al año anterior, utilizando una comparación lineal.

Tabla V.1 Indicadores de Confiabilidad en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución.

División	SAIDI <sub>D</sub> [minutos/usuario]			SAIFI <sub>D</sub> [interrupciones/usuario]			CAIDI <sub>D</sub> [minutos/interrupción]		
	2023	2024	Evolución	2023	2024	Evolución	2023	2024	Evolución
Baja California	19.77	19.38	2.0%	0.53	0.53	1.3%	37.12	36.94	0.5%
Noroeste	16.27	15.57	4.3%	0.39	0.38	3.1%	41.73	41.25	1.1%
Norte	16.23	16.11	0.8%	0.38	0.38	0.5%	42.30	42.17	0.3%
Golfo Norte	17.44	17.18	1.4%	0.35	0.35	0.3%	49.76	49.29	1.0%
Centro Occidente	15.05	13.54	10.0%	0.30	0.27	8.8%	50.77	50.20	1.1%
Centro Sur	16.64	16.30	2.0%	0.43	0.42	1.9%	38.84	38.84	0.0%
Oriente	14.92	16.85	-13.0%	0.21	0.23	-9.9%	70.08	71.97	-2.7%
Sureste	36.33	30.68	15.6%	0.63	0.55	13.0%	57.48	55.76	3.0%
Valle de México Norte	18.17	16.20	10.8%	0.49	0.50	-2.4%	37.01	32.23	12.9%
Valle de México Centro	12.32	11.97	2.8%	0.39	0.37	5.1%	31.47	32.26	-2.5%
Valle de México Sur	14.18	11.11	21.6%	0.41	0.34	17.2%	34.34	32.47	5.5%
Bajo	16.63	16.02	3.7%	0.32	0.31	1.6%	52.40	51.29	2.1%
Golfo Centro	23.40	22.42	4.2%	0.39	0.38	3.3%	59.57	59.03	0.9%
Centro Oriente	9.74	8.67	11.0%	0.25	0.24	4.8%	38.59	36.19	6.2%
Peninsular	14.32	14.30	0.2%	0.39	0.41	-3.6%	36.41	35.09	3.6%
Jalisco	17.89	17.30	3.3%	0.41	0.40	2.4%	43.59	43.28	0.7%
<b>Nacional</b>	<b>17.79</b>	<b>16.71</b>	<b>6.1%</b>	<b>0.39</b>	<b>0.38</b>	<b>4.1%</b>	<b>45.55</b>	<b>44.51</b>	<b>2.3%</b>

Fuente: CFE Distribución, SIAD

### 5.1.1 Índice de la duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI<sub>D</sub>).

El indicador SAIDI<sub>D</sub> mide la duración promedio esperada por los usuarios conectados a las RGD para el restablecimiento del servicio eléctrico en cada una de las interrupciones ocurridas en el año. La Tabla IV.5 muestra que la duración máxima promedio aceptable en las interrupciones a los usuarios del sistema es de 50 minutos por usuario por interrupción.

El SAIDI<sub>D</sub>, a nivel Nacional, cumplió, en 2024, con este criterio de confiabilidad, y mejoró un 6.1% (1.08 minutos) respecto al año anterior. Asimismo, 16 Divisiones cumplieron con este criterio y a su vez presentaron mejoras en el indicador SAIDI<sub>D</sub>, respecto al año anterior.

La figura V.2 muestra la distribución geográfica del comportamiento en el indicador SAIDI<sub>D</sub>, a nivel Nacional. El sureste es la región con una mayor duración en las interrupciones al Suministro Eléctrico en las RGD.

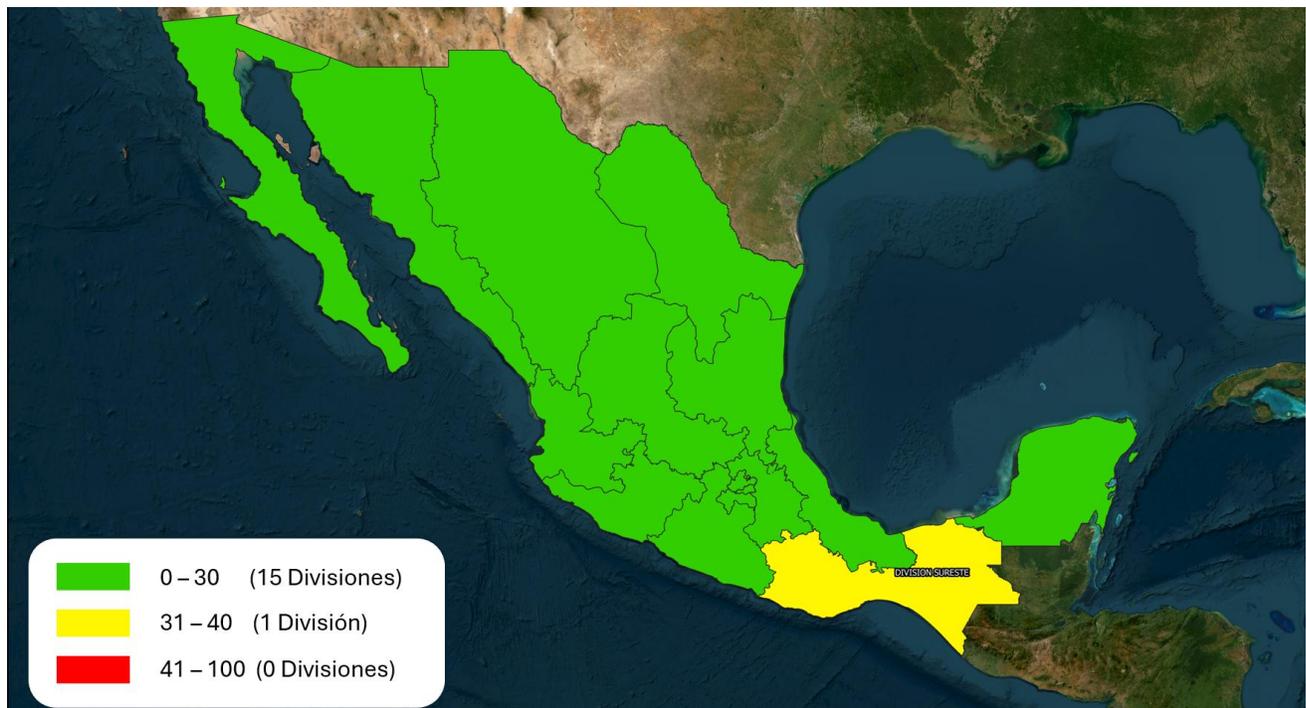


Figura V.2. Cumplimiento del indicador SAIDI<sub>D</sub> por División de Distribución.

### 5.1.2 Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (SAIFI<sub>D</sub>).

El indicador SAIFI<sub>D</sub> mide el número esperado, en promedio, de las interrupciones al Suministro Eléctrico, por los usuarios conectados a las RGD. La Tabla IV.5 muestra que la frecuencia máxima promedio aceptable en las interrupciones a los usuarios del sistema es de 0.94 interrupciones por usuario al año.

El SAIFI<sub>D</sub>, a nivel Nacional, cumplió, en 2024, con el criterio de Confiabilidad y mejoró un 4.1% (0.016 interrupciones por usuario) respecto al año anterior. Asimismo, todas las Divisiones cumplieron este criterio. Por otro lado, en 13 de las Divisiones se tuvo una mejora en el indicador SAIFI<sub>D</sub> respecto al año anterior, con excepción de las divisiones Oriente, Peninsular y Valle de México Norte.

La Figura V.3 muestra la distribución geográfica del comportamiento en el indicador SAIFI<sub>D</sub>, a nivel Nacional. Como se observa todas las Divisiones cumplen el indicador.



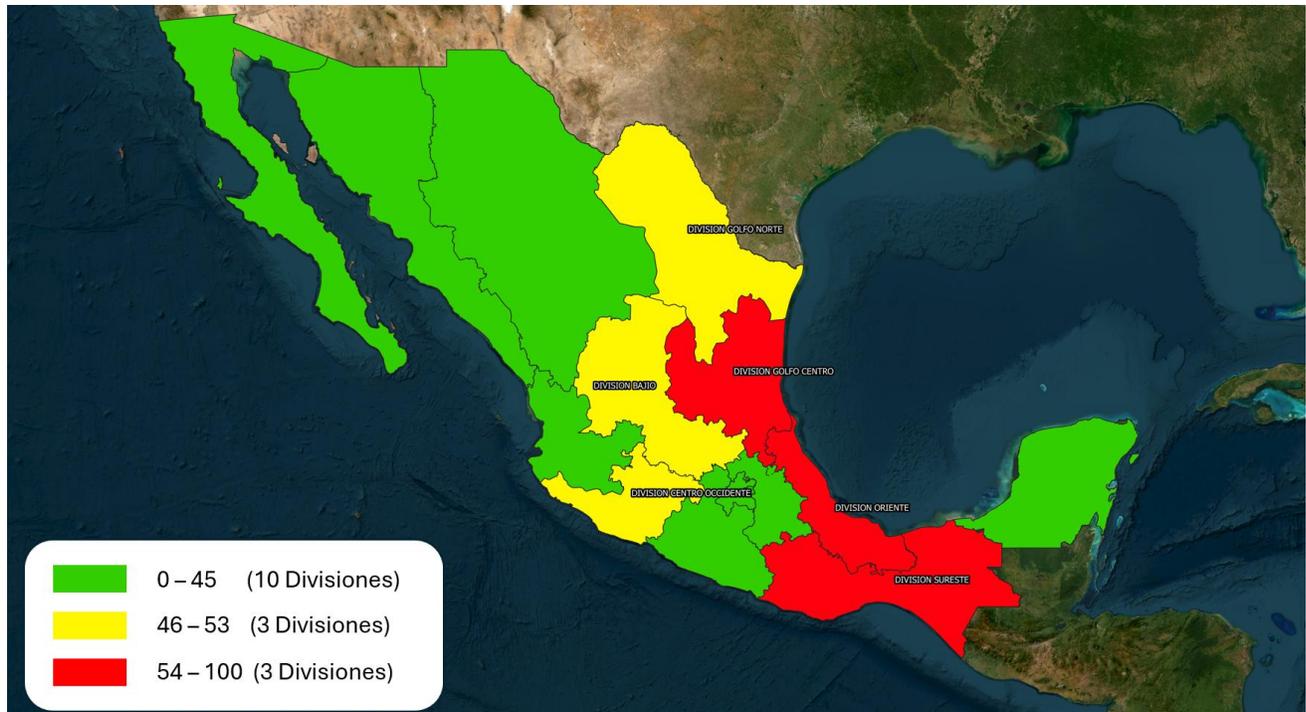
**Figura V.3 Cumplimiento del indicador SAIFI<sub>D</sub> por División de Distribución.**

### **5.1.3 Índice de la duración promedio de las interrupciones en los usuarios afectados (CAIDI<sub>D</sub>).**

El indicador CAIDI<sub>D</sub> mide el tiempo promedio de espera en el restablecimiento del Suministro Eléctrico a los usuarios afectados por las interrupciones ocurridas en las RGD, en el año. La Tabla IV.5 muestra que la duración máxima promedio aceptable en las interrupciones a los usuarios del sistema es de 53 minutos por interrupción.

Con relación al indicador CAIDI<sub>D</sub>, las Divisiones de Distribución Oriente, Golfo Centro y Sureste, exceden el límite de aceptación indicados en la Tabla IV.5; el resto cumple el indicador. El promedio general es de 45.51 min, con rango entre 32.23 y 71.97 min.

La Figura V.4 muestran la distribución geográfica del indicador CAIDI<sub>D</sub> en las 16 Divisiones de Distribución. En el Golfo de México, Sureste y Sur del país, se excede la duración del tiempo promedio de espera para el restablecimiento de las interrupciones al Suministro Eléctrico en las RGD de acuerdo con los criterios de Confiabilidad establecidos.



**Figura V.4 Cumplimiento del indicador CAIDI<sub>D</sub> por División de Distribución.**

## 5.2 Calidad de la potencia eléctrica.

Los criterios de Calidad de la potencia eléctrica evalúan dos aspectos diferentes de la distribución de la energía eléctrica. El primero, orientado directamente hacia el Distribuidor, mide la magnitud de la tensión suministrada a las RGD. El segundo, orientado hacia los usuarios de la energía eléctrica, evalúa el efecto combinado del aprovechamiento de la energía distribuida que se hace a través de sus cargas y Centrales de generación, medido como la proporción de la energía utilizada para producir trabajo.

La Tabla V.2 muestra los indicadores de Calidad de la potencia eléctrica que se utilizan para medir estos dos aspectos: para el primer caso se utiliza el indicador de variaciones de tensión y en el segundo caso, el indicador factor de potencia. La tabla muestra los resultados observados en ambos indicadores, en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución, a diciembre de 2024, así como su evolución respecto al año anterior.

**Tabla V.2 Indicadores de Calidad en nodos de media tensión de las subestaciones de distribución de las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución.**

División	Cumplimiento de variaciones de tensión [%]			Cumplimiento con el Factor de Potencia [%]		
	2023	2024	Evolución	2023	2024	Evolución
Baja California	99.18	100.00	0.8%	93.01	94.11	1.2%
Noroeste	100.00	100.00	0.0%	91.19	93.40	2.4%
Norte	100.00	100.00	0.0%	89.35	90.49	1.3%
Golfo Norte	98.28	98.15	-0.1%	85.80	90.10	5.0%
Centro Occidente	100.00	100.00	0.0%	97.89	98.38	0.5%
Centro Sur	96.18	96.92	0.8%	90.98	96.75	6.3%
Oriente	96.75	91.51	-5.4%	90.37	89.84	-0.6%
Sureste	99.33	97.97	-1.4%	91.59	93.16	1.7%
Valle de México Norte	100.00	100.00	0.0%	91.07	90.89	-0.2%
Valle de México Centro	100.00	100.00	0.0%	82.17	98.56	19.9%
Valle de México Sur	100.00	98.89	-1.1%	93.20	94.91	1.8%
Bajío	95.06	98.81	3.9%	86.68	77.61	-10.5%
Golfo Centro	98.96	100.00	1.1%	87.53	94.08	7.5%
Centro Oriente	96.04	93.26	-2.9%	87.04	89.48	2.8%
Peninsular	97.67	97.62	-0.1%	89.86	92.18	2.6%
Jalisco	97.96	100.00	2.1%	91.69	95.09	3.7%
<b>Mínimo</b>	<b>95.06</b>	<b>91.51</b>	<b>-3.7%</b>	<b>82.17</b>	<b>77.61</b>	<b>-5.5%</b>
<b>Promedio</b>	<b>98.46</b>	<b>98.32</b>	<b>-0.1%</b>	<b>89.96</b>	<b>92.44</b>	<b>2.8%</b>
<b>Máximo</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>0.0%</b>	<b>97.89</b>	<b>98.56</b>	<b>0.7%</b>

Fuente: CFE Distribución, Tablero PQ.  
Se señalan en rojo los incumplimientos y tendencias negativas

### 5.2.1 Índice de variaciones de tensión.

De acuerdo con los criterios de la Tabla IV.5, el indicador de variaciones de tensión debe mantenerse entre un nivel mínimo de 5% por abajo de la tensión nominal y un máximo de 5% por arriba de la misma en, al menos, en el 90% de los nodos de media tensión de las subestaciones de distribución. Con relación al índice de variación de tensión, todas las Divisiones de Distribución cumplen el límite de aceptación mostrado en la Tabla IV.5, sin embargo, no hubo mejora en el indicador. La Figura V.5 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de variación de tensión por División de Distribución.

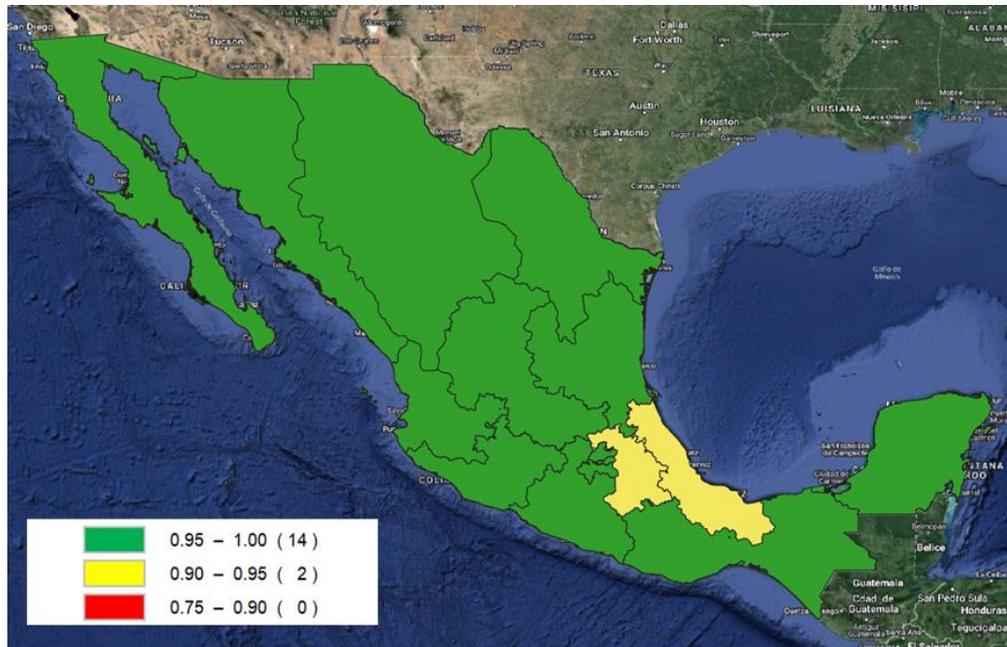


Figura V.5 Cumplimiento del indicador de variaciones de tensión por División de Distribución.

### 5.2.2 Índice de factor de potencia.

De acuerdo con los criterios de la Tabla IV.5, este indicador debe mantenerse en valores promedio mensuales iguales o mayores a 0.95 en, al menos, el 80% de los circuitos de media tensión que cuentan con medición digital. 15 de las Divisiones cumplieron con este indicador, con excepción de la División Bajío, a nivel Nacional se presentó una mejora del 2.8% respecto al año anterior. La Figura V.6 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de factor de potencia por División de Distribución.

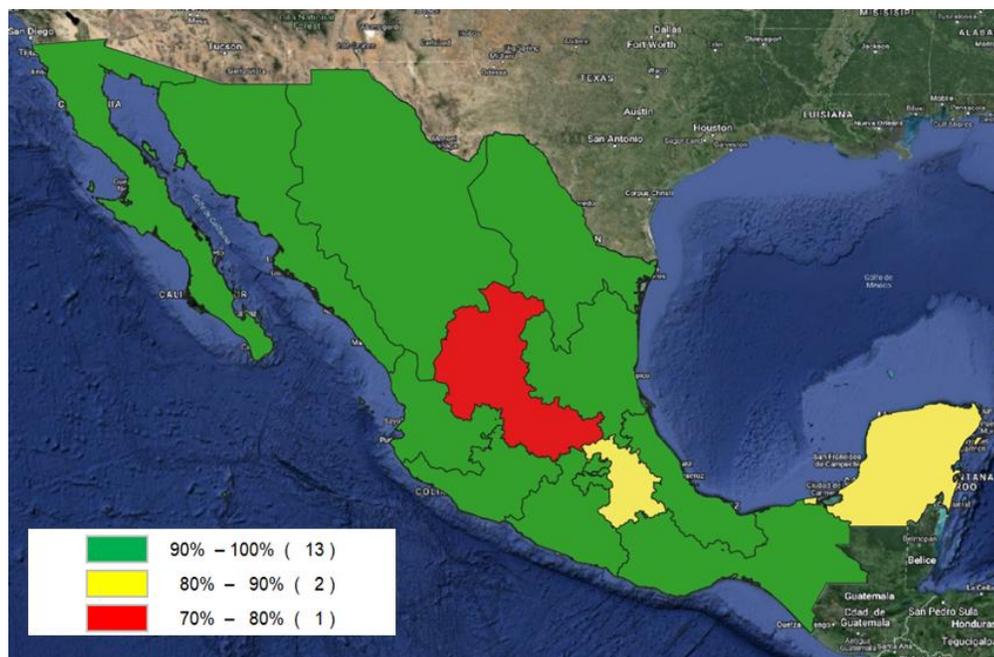


Figura V.6 Cumplimiento del factor de potencia promedio mensual por División de Distribución.

### 5.3 Eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.

Los indicadores de eficiencia en la distribución de la energía eléctrica miden la relación entre la suma de la energía facturada a los Centros de Carga y la energía entregada a otras áreas, con respecto a la energía total ingresada a las RGD. La diferencia entre estas dos magnitudes establece la magnitud de las pérdidas de energía eléctrica, las cuales se clasifican para su estudio en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas son inevitables dado su origen en el fenómeno físico irreversible conocido como «efecto Joule», por el cual el paso de la corriente eléctrica a través de conductores y transformadores produce un calentamiento que se disipa al medioambiente.

Por otra parte, las pérdidas no técnicas son resultado, principalmente, del uso ilícito de la energía eléctrica y en menor medida de errores en procesos administrativos o fallas en los sistemas de medición.

La CRE reconoce un valor del 5% para el porcentaje de pérdidas técnicas y un valor del 5% para el porcentaje de pérdidas no técnicas, referidos a la energía ingresada en alta tensión.

#### 5.3.1 Balance de energía.

La Tabla V.3 muestra el balance de energía de las RGD, por División de Distribución, al cierre del año 2024. La energía total ingresada a las RGD, en 2024, ascendió a 270.485 TWh, a nivel Nacional, con un incremento de 6.934 TWh, equivalente al 2.6 % respecto a la energía ingresada en el año anterior. Asimismo, la suma de la energía facturada a usuarios, usos propios y exportación ascendió en 2024 a 235.623 TWh, con un incremento de 6.018 TWh, equivalente al 2.6 % respecto a la energía entregada en el año anterior.

Al cierre de 2024 las pérdidas de energía eléctrica en la RGD incrementaron a 34.863 TWh, que corresponden a un 2.7 % respecto al año anterior, en una magnitud de 0.916 TWh.

**Tabla V.3 Balance de energía de las RGD.**

Divisiones	Energía Ingresada a las RGD [TWh]			Energía entregada [TWh]			Pérdida total de energía eléctrica en las RGD [TWh]		
	2023	2024	Evolución	2023	2024	Evolución	2023	2024	Evolución
Baja California	16.715	17.535	4.9%	15.624	16.373	4.8%	1.091	1.162	6.5%
Noroeste	21.462	21.913	2.1%	19.280	19.780	2.6%	2.183	2.133	-2.3%
Norte	24.147	24.841	2.9%	20.248	20.993	3.7%	3.899	3.848	-1.3%
Golfo Norte	36.833	38.010	3.2%	30.956	31.607	2.1%	5.877	6.403	8.9%
Centro Occidente	8.090	8.082	-0.1%	7.445	7.469	0.3%	0.645	0.613	-5.0%
Centro Sur	9.217	9.331	1.2%	8.280	8.424	1.7%	0.937	0.907	-3.2%
Oriente	12.361	12.993	5.1%	9.900	10.367	4.7%	2.460	2.626	6.8%
Sureste	14.564	15.246	4.7%	12.342	13.049	5.7%	2.222	2.197	-1.1%
Valle de México Norte	14.955	15.281	2.2%	12.563	12.811	2.0%	2.392	2.470	3.3%
Valle de México Centro	10.944	11.161	2.0%	9.256	9.450	2.1%	1.688	1.712	1.4%
Valle de México Sur	14.502	14.694	1.3%	12.602	12.983	3.0%	1.900	1.711	-10.0%
Bajío	26.504	26.586	0.3%	23.448	23.390	-0.2%	3.056	3.196	4.6%
Golfo Centro	9.705	9.933	2.3%	8.778	8.931	1.7%	0.927	1.002	8.1%

Divisiones	Energía Ingresada a las RGD [TWh]			Energía entregada [TWh]			Pérdida total de energía eléctrica en las RGD [TWh]		
	2023	2024	Evolución	2023	2024	Evolución	2023	2024	Evolución
Centro Oriente	13.310	13.510	1.5%	11.876	12.077	1.7%	1.434	1.433	-0.1%
Peninsular	14.940	15.673	4.9%	13.651	14.196	4.0%	1.289	1.477	14.5%
Jalisco	17.470	17.894	2.4%	15.523	15.920	2.6%	1.947	1.974	1.4%
<b>Nacional</b>	<b>263.551</b>	<b>270.485</b>	<b>2.6%</b>	<b>229.604</b>	<b>235.623</b>	<b>2.6%</b>	<b>33.947</b>	<b>34.863</b>	<b>2.7%</b>

Fuente: CFE Distribución, SIBE. Balance de energía 2024.

Notas:

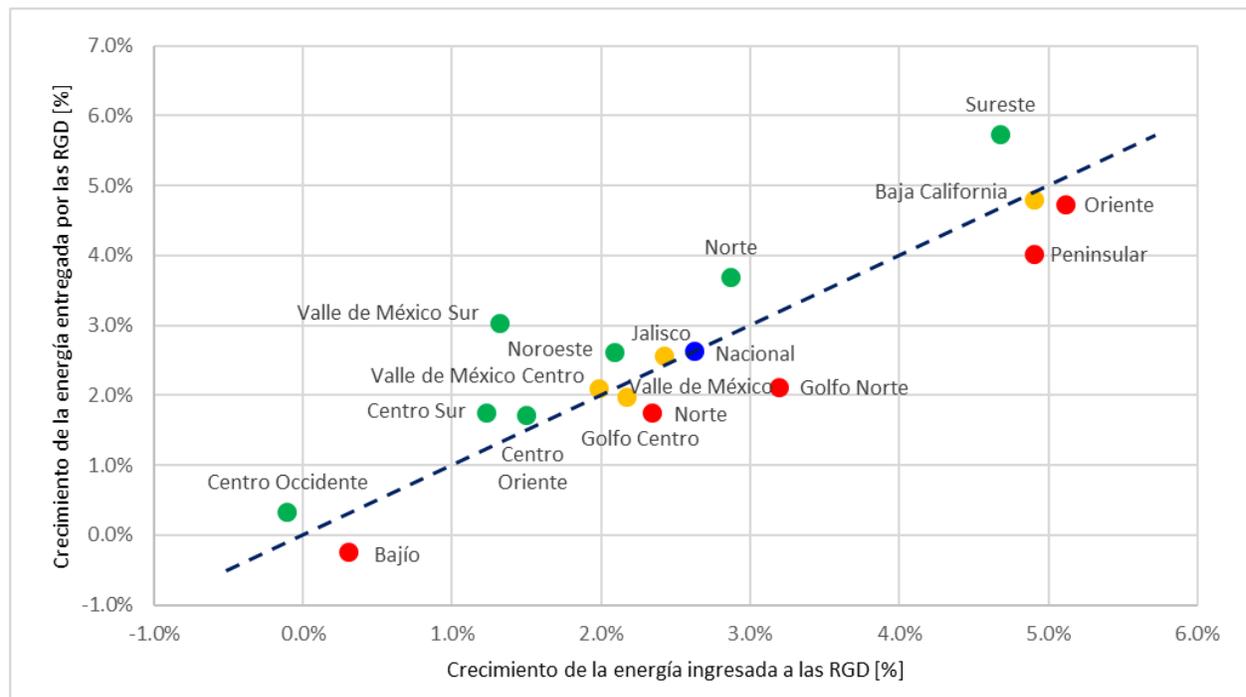
Se señalan en rojo las tendencias sin evolución positiva

/1 Las energías recibidas y entregadas del balance Nacional no consideran intercambios de energía entre Divisiones, por tanto, no son iguales a la sumatoria de las energías recibida o entregada de los balances Divisionales.

/2 La energía ingresada a las RGD no considera pérdidas de energía por efecto Joule en los elementos de transformación de alta a media tensión, dado que para el balance de energía se realizan mediciones en el secundario de estos transformadores.

A partir de los datos la Tabla V.3 se obtiene la gráfica de correspondencia entre el incremento de la energía ingresada a las RGD y la energía entregada por éstas en cada una de las Divisiones, que se muestra en la Figura V.7, en la cual se observa una correspondencia lineal entre el crecimiento de la energía entregada por las RGD, con respecto al crecimiento observado en la energía recibida por éstas.

A nivel Nacional se observa que ante un incremento del 2.6% en la energía ingresada se presentó el mismo incremento en la energía entregada.

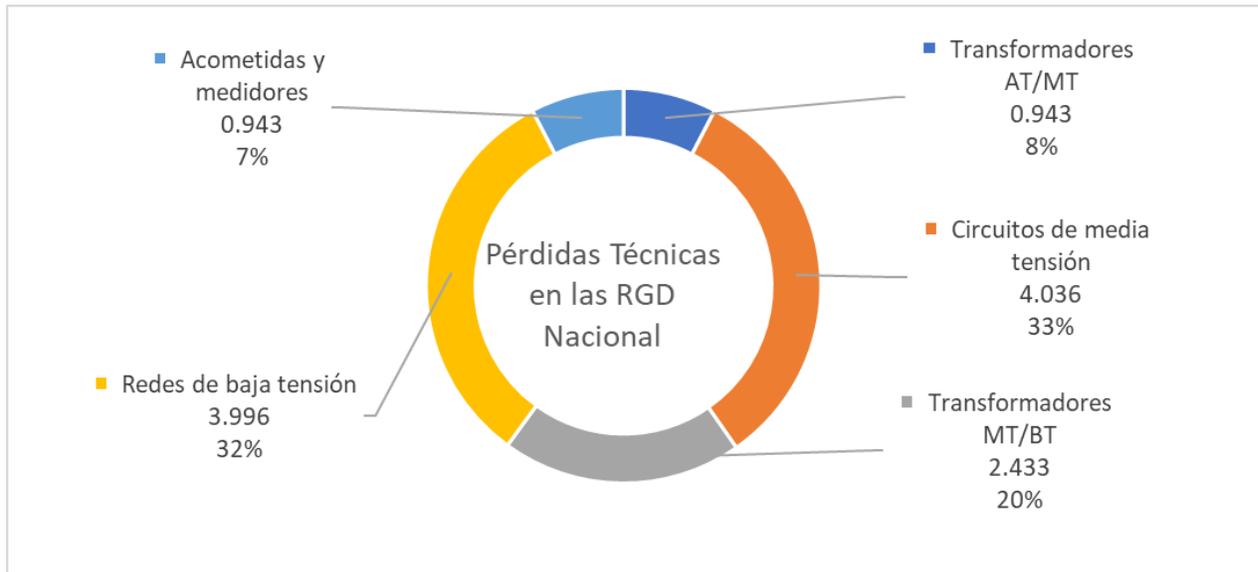


Fuente: CFE Distribución, SIBE cierre 2024.

**Figura V.7 Correspondencia entre el crecimiento de las energías ingresadas y entregadas por las RGD, por División de Distribución.**

### 5.3.2 Pérdidas técnicas.

La energía perdida por razones técnicas se determina mediante la aplicación de metodologías de simulación y muestreo, con las cuales se calcula la pérdida de energía por efecto Joule en cada uno de los componentes de las RGD; su magnitud a nivel nacional, al cierre de 2024, se muestra en la Figura V.8.



Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas 2024 en TWh.

**Figura V.8 Distribución nacional de pérdidas técnicas por segmento de la RGD.**

El segmento con mayor pérdida técnica lo constituyen los circuitos de media tensión con 4.04 TWh de energía perdida y una contribución al indicador nacional de 1.49%; seguido de las redes de baja tensión con 3.99 TWh de energía perdida y una contribución al indicador de 1.47%, y en tercer lugar por transformadores de servicio con 2.43 TWh de energía perdida y 0.90% de contribución al indicador nacional de pérdidas técnicas.

En la Tabla V.4 se muestra el resultado del cálculo pérdidas por efecto Joule en los componentes de las RGD de cada División de Distribución.

**Tabla V.4 Clasificación de pérdidas técnicas por componente de las RGD (TWh/año).**

División	Transformadores AT/MT [TWh]	Circuitos de media tensión [TWh]	Transformadores MT/BT [TWh]	Redes de baja tensión [TWh]	Acometidas y medidores [TWh]	Total <sup>1</sup> [TWh]
Baja California	0.060	0.204	0.178	0.174	0.038	<b>0.654</b>
Noroeste	0.078	0.310	0.221	0.280	0.046	<b>0.935</b>
Norte	0.093	0.500	0.122	0.204	0.047	<b>0.966</b>
Golfo Norte	0.126	0.351	0.264	0.385	0.077	<b>1.202</b>
Centro Occidente	0.030	0.107	0.094	0.151	0.053	<b>0.434</b>
Centro Sur	0.035	0.159	0.126	0.209	0.064	<b>0.593</b>
Oriente	0.048	0.282	0.136	0.277	0.063	<b>0.806</b>
Sureste	0.060	0.612	0.174	0.327	0.075	<b>1.248</b>
Valle de México Norte	0.037	0.113	0.152	0.222	0.061	<b>0.586</b>

División	Transformadores AT/MT [TWh]	Circuitos de media tensión [TWh]	Transformadores MT/BT [TWh]	Redes de baja tensión [TWh]	Acometidas y medidores [TWh]	Total <sup>1</sup> [TWh]
Valle de México Centro	0.026	0.060	0.123	0.169	0.041	<b>0.418</b>
Valle de México Sur	0.036	0.106	0.170	0.255	0.058	<b>0.624</b>
Bajío	0.127	0.486	0.163	0.416	0.093	<b>1.284</b>
Golfo Centro	0.039	0.140	0.108	0.179	0.042	<b>0.507</b>
Centro Oriente	0.042	0.180	0.126	0.227	0.071	<b>0.645</b>
Peninsular	0.056	0.251	0.113	0.133	0.043	<b>0.596</b>
Jalisco	0.051	0.176	0.164	0.388	0.073	<b>0.852</b>
<b>Nacional<sup>1</sup></b>	<b>0.943</b>	<b>4.036</b>	<b>2.433</b>	<b>3.996</b>	<b>0.943</b>	<b>12.351</b>

Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas 2024.

Notas:

<sup>1</sup> La energía total perdida por componente puede variar debido a redondeo.

La Tabla V.5 muestra los indicadores de pérdidas técnicas y no técnicas obtenidos por División de Distribución para el cierre preliminar de 2024 y su evolución respecto al año anterior (Considerando en la energía recibida, las pérdidas de energía por efecto Joule en los elementos de transformación de alta a media tensión). La Figura V.9 muestra la distribución geográfica del indicador de pérdidas técnicas.

**Tabla V.5 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2023 vs. 2024.**

División	Indicador de pérdidas técnicas			Indicador de pérdidas no técnicas		
	[%]			[%]		
	2023	2024	Evolución	2023	2024	Evolución
Baja California	3.82	3.72	-0.03	3.02	3.22	0.07
Noroeste	4.30	4.25	-0.01	6.19	5.80	-0.06
Norte	3.97	3.88	-0.02	12.49	11.93	-0.04
Golfo Norte	3.25	3.15	-0.03	12.99	13.97	0.08
Centro Occidente	5.37	5.36	0.00	2.94	2.57	-0.13
Centro Sur	6.43	6.33	-0.02	4.08	3.72	-0.09
Oriente	6.36	6.18	-0.03	13.83	14.33	0.04
Sureste	7.99	8.16	0.02	7.60	6.59	-0.13
Valle de México Norte	3.84	3.82	0.00	12.36	12.55	0.02
Valle de México Centro	3.80	3.74	-0.02	11.82	11.79	0.00
Valle de México Sur	4.28	4.24	-0.01	9.03	7.62	-0.16
Bajío	4.98	4.81	-0.03	6.98	7.63	0.09
Golfo Centro	5.19	5.09	-0.02	4.70	5.34	0.14
Centro Oriente	4.79	4.76	0.00	6.27	6.12	-0.02
Peninsular	3.94	3.79	-0.04	5.02	5.96	0.19
Jalisco	4.64	4.75	0.02	6.76	6.54	-0.03
<b>Nacional</b>	<b>4.62</b>	<b>4.55</b>	<b>-0.01</b>	<b>8.57</b>	<b>8.64</b>	<b>0.01</b>

Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2024.

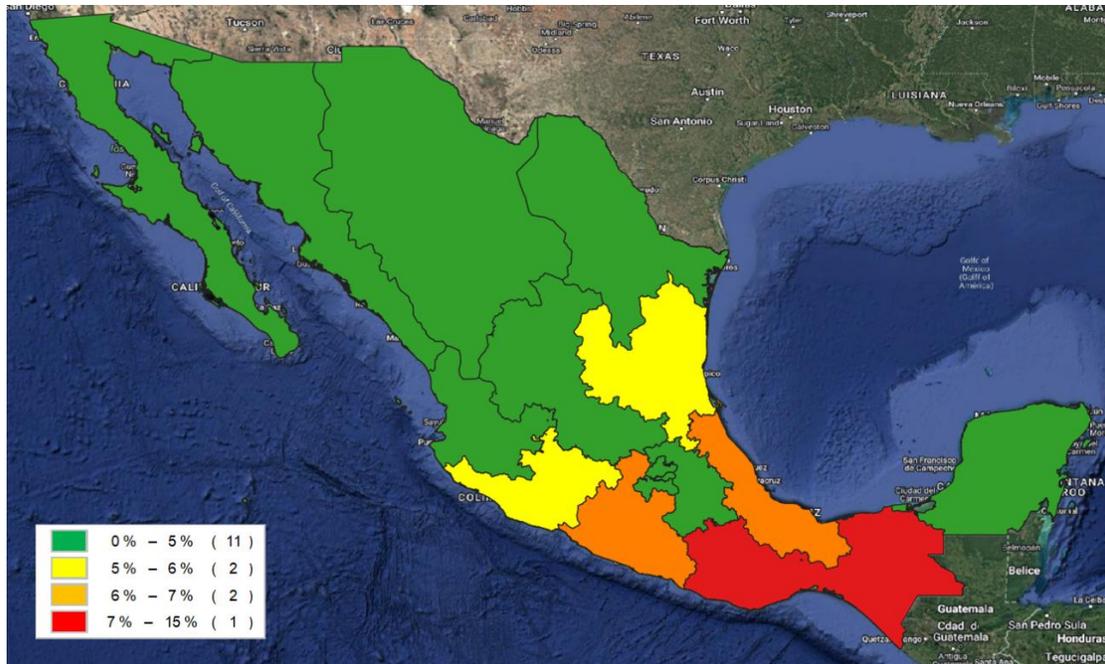


Figura V.9 Mapeo del índice de pérdidas técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución.

Una División de Distribución presenta un indicador mayor al 7%, dos se encuentran entre 6% y 7%, dos entre 5% y 6%, y once tienen un indicador menor o igual a 5%.

De acuerdo con los resultados obtenidos, en la Tabla V.6 se muestra el área de oportunidad para la reducción de pérdidas técnicas en aquellas divisiones cuya magnitud excede el porcentaje del 5% respecto de la energía ingresada en alta tensión. A nivel nacional se tiene un área de oportunidad de 799 GWh.

Tabla V.6 Área de oportunidad para cumplir el 5% de pérdidas técnicas de energía.

División	Pérdidas técnicas en exceso del 5% [GWh]
Sureste	483
Oriente	153
Centro Sur	125
Centro Occidente	29
Golfo Centro	9
<b>Total Nacional</b>	<b>799</b>

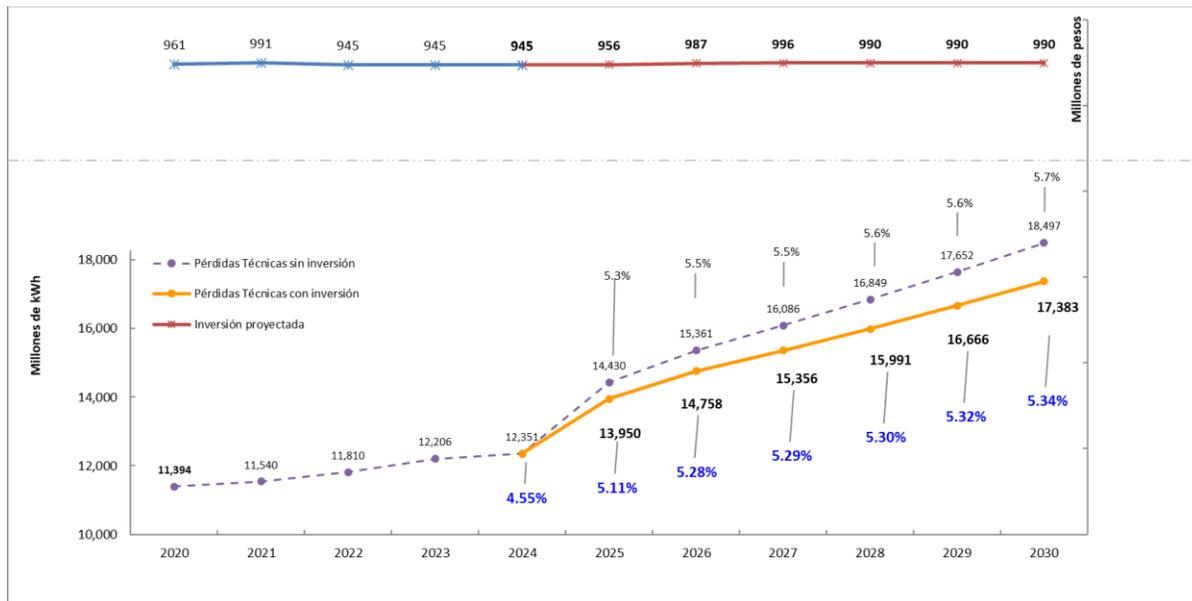
Fuente: CFE Distribución

### 5.3.3 Pronóstico de pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas se relacionan de manera proporcional con la energía distribuida, por lo que es razonable esperar que, al incrementarse la demanda de energía eléctrica en los Centros de Carga conectados a las RGD, también se incrementen las pérdidas técnicas. De acuerdo con los análisis realizados se obtiene, de forma aproximada, el siguiente comportamiento:

- En los elementos de transformación de alta a media tensión y circuitos de distribución de media tensión, éstas aumentan en relación cuadrática con el crecimiento de la demanda de los Centros de Carga conectados a estos componentes.
- En transformadores de distribución y redes de baja tensión, predomina su incremento en relación lineal con la adición de nuevos Centros de Carga.

La Figura V.10 muestra el comportamiento de las pérdidas técnicas de acuerdo con la inversión programada para el periodo 2025-2030, basado en un modelo de crecimiento geométrico en la energía recibida

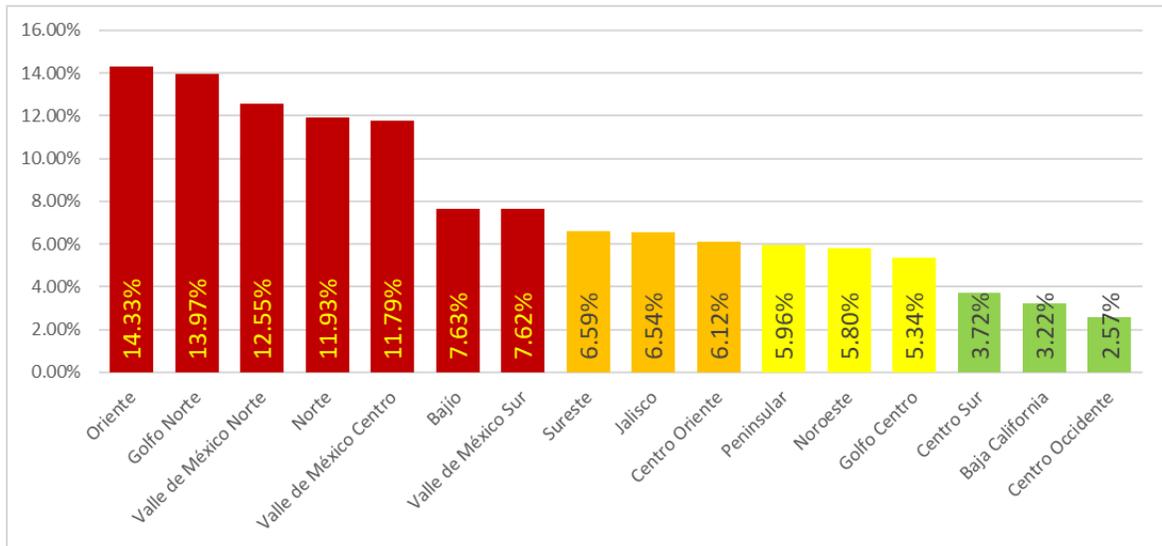


Fuente: CFE Distribución

**Figura V.10 Proyección de pérdidas de energía con inversión en los años 2020-2027.**

### 5.3.4 Pérdidas no técnicas.

La Figura V.11 muestra la distribución del indicador de pérdidas no técnicas por División de Distribución: en color verde se indican las Divisiones de Distribución cuyo indicador es menor o igual al 5%, en amarillo, aquellas en las que el indicador es mayor de 5% y menor o igual al 6%, en color naranja se muestran cuyo indicador es mayor de 6% y menor o igual de 7%, y en rojo las que presentan un indicador de pérdidas no técnicas mayores a 7%.



**Figura V.11 Distribución de pérdidas no técnicas por División de Distribución**

En la Figura V.12 se muestra el mapeo del indicador de pérdidas No técnicas por División de Distribución. Siete presentan un indicador mayor al 7%; tres se encuentran entre 6% y 7%; tres están entre 5% y 6%; tres tienen un indicador menor o igual a 5%.



**Figura V.12 Mapeo del índice de pérdidas No técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución.**

## 5.4 Equipamiento para la medición de la energía eléctrica.

Para que CFE Distribución registre correctamente la energía consumida en cada uno de los servicios de Suministro Eléctrico conectados a las RGD, requiere contar con sistemas de medición adecuados a los criterios de uso en materia de medición (Tabla IV.3).

El 23.69% de la cobertura de la medición de estos servicios de Suministro Eléctrico en el país se lleva a cabo a través de medidores electromecánicos (Tabla III.5), sin embargo, dado que éstos ya no se fabrican, cuando cumplan su vida útil, la ampliación y modernización de la infraestructura de medición, para nuevos servicios o el remplazo por daño de los existentes, debe llevarse a cabo a través de la instalación de medidores electrónicos.

Por otra parte, en la Tabla V.7 se muestran las actividades inherentes al proceso de medición, que consisten en la conexión de nuevas solicitudes para el Suministro Eléctrico, la verificación y sustitución de equipos de medición, así como la desconexión de los servicios que cancelan su contrato de suministro. En el período de 2021 a 2024 se conectaron más de 2.1 millones de nuevos servicios y se llevaron a cabo cerca de 1.9 millones de modificaciones a servicios existentes anualmente, en promedio. Lo que permite estimar una necesidad de invertir en la adquisición del orden de 3.1 millones de medidores al año para estas actividades.

**Tabla V.7 Estadística de actividades sustantivas del proceso de medición.**

Cantidades	Años				Promedio
	2021	2022	2023	2024	
Conexiones	2 169 389	1 881 675	2 763 905	1 906 576	2 180 386
Desconexiones	1 115 945	985 685	1 276 962	1 293 774	1 168 092
Modificaciones	1 809 327	1 659 592	1 827 360	2 251 909	1 887 047
<b>Total</b>	<b>5 094 661</b>	<b>4 526 952</b>	<b>5 868 227</b>	<b>5 452 259</b>	<b>5 235 525</b>

Fuente: CFE Distribución

**Conexiones:** Consiste en la instalación del medidor, conductor y accesorios necesarios para el suministro de la energía eléctrica a todos los nuevos usuarios, además de aquellos que por su crecimiento en sus consumos incrementan la carga contratada o el número de hilos del suministro.

**Desconexiones:** Consiste en el retiro del medidor y del conductor de la acometida cuando se da por terminado el contrato de suministro del servicio a solicitud del usuario o por falta de pago. Los medidores retirados son sometidos a mantenimiento y reutilizados o dados de baja, dependiendo de su estado físico, en el caso de que sean dados de baja, se canalizan al almacén correspondiente.

**Modificaciones:** Comprende la actualización y mantenimiento en las instalaciones para el Suministro Eléctrico de los usuarios actuales, como es el cambio de medidores obsoletos, dañados o por mejora (medidores en reparación), instalando equipos de medición de mayor exactitud, el cambio del conductor de acometida, así como la instalación de aros de seguridad y cubiertas de policarbonato para asegurar las acometidas y los medidores, a fin de disminuir las pérdidas de energía eléctrica.

Como se muestra en la Tabla V.8, de acuerdo con estimaciones del crecimiento de nuevos servicios para el período 2025-2029 se espera reducir el número de medidores electromecánicos instalados a 4.01 millones de medidores en 2029, así como incrementar la cantidad de medidores electrónicos a 50.74 millones para el mismo año.

**Tabla V.8 Pronóstico de la distribución acumulada de medidores por tipo.**

Tipo de medición (millones de piezas)	Años				
	2025	2026	2027	2028	2029
Electrónico de autogestión	20.51	19.38	18.31	17.29	16.32
Electrónico básico	16.99	19.62	22.25	24.88	27.92
Electrónico escalado	1.00	1.82	2.64	3.46	3.46
Infraestructura avanzada de medición (AMI)	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40
Multifunción para media y alta tensión	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64
<b>Subtotal (electrónicos)</b>	<b>41.50</b>	<b>43.83</b>	<b>46.22</b>	<b>48.66</b>	<b>50.74</b>
Electromecánicos*	<b>8.78</b>	<b>7.39</b>	<b>5.94</b>	<b>5.02</b>	<b>4.01</b>
<b>Total</b>	<b>50.28</b>	<b>51.22</b>	<b>52.15</b>	<b>53.68</b>	<b>54.75</b>

*\*Este tipo de medidores serán sustituidos por medidores electrónicos, escalados o AMI por lo que el valor indicado son las existencias que se espera tener cada año.*

*Datos en millones de medidores.*

Fuente: CFE Distribución

## **VI. Resumen de inversiones para la ampliación y modernización de las RGD.**

La

Tabla VI.1 muestra el resumen de los programas y proyectos requeridos para la ampliación y modernización de las RGD en el horizonte 2025 – 2029. En el Anexo 1 se incluye una proyección de las necesidades anuales para el horizonte 2025 – 2039.

Todas las inversiones están priorizadas de acuerdo con su rentabilidad y mayor impacto a los indicadores de confiabilidad y calidad de las RGD, con capacidad para atender el crecimiento de los usuarios actuales y nuevas solicitudes.

**Tabla VI.1. Resumen de los programas y proyectos de inversión de las RGD 2025-2029.**

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión					
	[millones de pesos (MDP)]					
	2025	2026	2027	2028	2029	Total
<b>Programas de ampliación de las RGD</b>						
Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	956	987	996	991	985	4 915
Regularización de colonias populares.	37	166	165	165	165	698
Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2 987	3 851	3 967	4 088	4 322	19 215
<b>Subtotal</b>	<b>3 980</b>	<b>5 004</b>	<b>5 128</b>	<b>5 244</b>	<b>5 472</b>	<b>24 828</b>
<b>Programas de modernización de las RGD</b>						
Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	34	334	586	676	690	2 320
Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.	-	226	225	222	221	894
Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.	-	221	187	196	193	797
Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.	-	185	176	180	174	715
Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución	-	522	25	24	11	582
<b>Subtotal</b>	<b>34</b>	<b>1 488</b>	<b>1 199</b>	<b>1 298</b>	<b>1 289</b>	<b>5 308</b>
<b>Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD</b>						
Operación remota y automatismo en redes de distribución.	305	374	350	374	350	1 753
Escalamiento de la medición a AMI.	-	205	197	199	198	799
Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.	-	271	270	-	-	541
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)	-	227	287	125	112	751
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD	-	353	289	208	168	1 018
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución	-	438	284	261	240	1 223
<b>Subtotal</b>	<b>305</b>	<b>1 868</b>	<b>1 677</b>	<b>1 167</b>	<b>1 068</b>	<b>6 085</b>
<b>Programa para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD</b>						
Proponer elementos necesarios para el alojamiento de la GD en las RGD	-	509	607	725	-	1 841
<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>509</b>	<b>607</b>	<b>725</b>	<b>-</b>	<b>1 841</b>
<b>Total</b>	<b>4 319</b>	<b>8 869</b>	<b>8 611</b>	<b>8 434</b>	<b>7 829</b>	<b>38 062</b>

Fuente: CFE Distribución  
Cantidades redondeadas a millones de pesos

Se considera que los recursos requeridos para los programas modernización de las RGD se encuentran previamente reconocidos dentro del alcance del Ingreso Requerido por CFE Distribución, publicado en el acuerdo CRE A/074/2015. Por otra parte, los proyectos específicos de Modernización y los proyectos de redes eléctricas inteligentes requieren del reconocimiento de la tarifa.

Estos programas y proyectos de inversión se llevarán a cabo atendiendo las instrucciones emitidas por la SENER, en los años previos y los correspondientes a PAM de las RGD 2025 – 2039, acorde a la disponibilidad de recursos financieros de CFE Distribución.

## VII. Programas de ampliación de las RGD.

La Tabla VII.1 muestra los programas de ampliación de las RGD que requieren inversión en el período 2025 – 2029, cuyos objetivos principales son el mejoramiento de la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica e incrementa la cobertura en el Suministro Eléctrico a nuevos servicios y la regularización de los existentes.

**Tabla VII.1 Resumen de inversiones de los programas de ampliación de las RGD.**

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión anual [millones de pesos (MDP)]					Inversión Total [MDP]
	2025	2026	2027	2028	2029	
<b>Programas de ampliación de las RGD</b>						
Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	956	987	996	991	985	<b>4 915</b>
Regularización de colonias populares.	37	166	165	165	165	<b>698</b>
Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2 987	3 851	3 967	4 088	4 322	<b>19 215</b>
<b>Subtotal</b>	<b>3 980</b>	<b>5 004</b>	<b>5 128</b>	<b>5 244</b>	<b>5 472</b>	<b>24 828</b>

Fuente: CFE Distribución  
Cantidades redondeadas a millones de pesos

### 7.1 Incremento de la Eficiencia Operativa en las Redes Generales de Distribución Mediante la Reducción de Pérdidas Técnicas.

#### Objetivo.

Mejorar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica a través de proyectos que contribuyan a reducir las pérdidas técnicas.

#### Descripción.

El programa de mejora en la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica consiste en la realización progresiva de mejoras a las RGD a través de las siguientes estrategias:

- Creación de nuevas áreas en baja tensión.
- Sustitución de transformadores de distribución.
- Reconfiguración de la red de baja tensión.
- Reconfiguración de circuitos de media tensión.
- Recalibración del circuito de media tensión.
- Construcción de nuevo circuito de media tensión.
- Cambio de tensión de circuitos de media tensión.
- Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva.
- Reordenamiento de las RGD.

#### Inversión y alcances.

Para el año 2025 se requiere una inversión de 956 MDP, la tabla VII.2 muestra el detalle de la inversión requerida para ejecutar 1 338 proyectos distribuidos en el ámbito de las 16 Divisiones de Distribución.

Dado el dinamismo de las RGD, cada año se debe revisar el impacto que el crecimiento de la demanda tiene sobre las pérdidas técnicas de energía y en caso necesario ajustar el programa de eficiencia energética.

La Tabla VII.2 muestra los alcances del Programa para el año 2025 conforme a los requerimientos en cada una de las Divisiones de Distribución, alineados a las áreas de oportunidad identificadas en el diagnóstico. Esta inversión permitirá evitar una pérdida técnica de energía eléctrica del orden de 154.14 GWh.

**Tabla VII.2. Incremento en la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas Técnicas para 2025, por División de Distribución.**

División	Nº Proyectos	Inversión [MDP]	Pérdida técnica evitada [GWh]	Costo-Eficiencia [\$/kWh]
Baja California	17	49	7.31	6.70
Noroeste	150	55	11.62	4.73
Norte	8	47	10.17	4.62
Golfo Norte	114	37	6.87	5.39
Centro Occidente	205	46	4.52	10.18
Centro Sur	164	80	10.26	7.80
Oriente	21	85	15.23	5.58
Sureste	41	110	23.58	4.66
Valle de México Norte	47	48	7.22	6.65
Valle de México Centro	146	48	6.42	7.48
Valle de México Sur	157	58	6.85	8.47
Bajío	13	58	11.86	4.89
Golfo Centro	42	71	9.77	7.27
Centro Oriente	125	60	8.86	6.77
Peninsular	21	46	7.02	6.55
Jalisco	67	58	6.58	8.81
<b>Total</b>	<b>1 338</b>	<b>956</b>	<b>154.14</b>	<b>6.20</b>

Fuente: CFE Distribución

En la Tabla VII.3 se muestra el detalle del Programa 2025 de mejora en la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica para cada una de las estrategias establecidas para cada una de las Divisiones de Distribución.

**Tabla VII.3. Incremento en la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas Técnicas para 2025, por concepto de inversión.**

Concepto de inversión		Divisiones de Distribución															Nacional	TIR [%]	
		BCA	NOE	NTE	GNT	COC	CSR	OTE	STE	VMN	VMC	VMS	BAJ	GCT	COR	PEN			JAL
Cambio de tensión de circuitos de media tensión	Monto [MDP]		6.2												0.7			<b>6.9</b>	15.14
	Pérd. Ev. [GWh]		0.90												0.05			<b>0.95</b>	
	No. Proyectos		1												1			<b>2</b>	
Construcción de nuevo circuito de media tensión	Monto [MDP]	36.6	8.8	9.3			1.2	62.2	52.4	10.7	7.7	5.2	27.0	30.1	3.0		7.2	<b>261.4</b>	22.84
	Pérd. Ev. [GWh]	3.78	1.57	1.16			0.25	11.34	11.69	2.58	0.23	0.71	5.24	2.69	0.53		1.10	<b>42.87</b>	
	No. Proyectos	6	4	1			1	10	9	5	3	1	4	6	3		3	<b>56</b>	
Creación de nuevas áreas	Monto [MDP]	4.9	15.1		16.1	6.2	5.9	0.2	0.8	16.7	26.1	36.0		3.1	18.5	3.0	5.2	<b>157.8</b>	20.35
	Pérd. Ev. [GWh]	1.53	2.54		2.38	0.37	0.18	0.02	0.07	1.33	5.71	2.08		0.24	1.44	0.42	0.55	<b>18.86</b>	
	No. Proyectos	6	111		59	31	17	1	8	13	91	117		17	69	6	8	<b>554</b>	
Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva	Monto [MDP]		1.1				0.1	0.1	1.1					0.1	0.2		0.1	<b>2.8</b>	21.23
	Pérd. Ev. [GWh]		0.27				0.01	0.01	0.25					0.02	0.05		0.02	<b>0.63</b>	
	No. Proyectos		9				1	1	7					1	2		1	<b>22</b>	
Optimización de circuitos de media tensión	Monto [MDP]	3.6	5.5	14.9	6.9	7.9	30.1	6.0	46.2	11.9	0.1	5.6	3.7	26.3	30.0		0.1	<b>198.8</b>	21.83
	Pérd. Ev. [GWh]	0.32	1.42	3.07	2.53	1.20	4.60	1.31	9.77	2.04	0.03	2.72	1.51	5.51	5.64		0.03	<b>41.70</b>	
	No. Proyectos	1	6	4	5	9	25	3	11	15	1	7	2	7	23		1	<b>120</b>	
Plan de Crecimiento y Reordenamiento de las RGDs (PCR)	Monto [MDP]					2.1	14.0	0.9	3.4			1.7				20.6	0.4	<b>43.1</b>	14.68
	Pérd. Ev. [GWh]					0.12	2.16	0.05	0.60			0.04				3.12	0.04	<b>6.13</b>	
	No. Proyectos					2	7	1	1			1				2	1	<b>15</b>	
Recalibración del circuito de media tensión	Monto [MDP]		17.6	22.4	3.0	1.9	15.2	15.4	5.5	4.6		2.6	27.3	10.7	5.5	13.8	10.5	<b>156.0</b>	17.31
	Pérd. Ev. [GWh]		4.77	5.94	0.91	0.15	2.50	2.50	1.18	0.91		0.94	5.11	1.25	0.88	1.94	1.49	<b>30.47</b>	
	No. Proyectos		15	3	3	4	13	5	2	8		3	7	4	5	3	5	<b>80</b>	
Reconfiguración de la red de baja tensión	Monto [MDP]	4.1	0.5		6.7	28.1	13.5		0.2	0.8	2.4	7.2		1.1	2.5	8.0	34.5	<b>109.6</b>	19.70
	Pérd. Ev. [GWh]	1.68	0.15		0.49	2.68	0.56		0.02	0.11	0.18	0.35		0.06	0.27	1.52	3.33	<b>11.40</b>	
	No. Proyectos	4	4		27	159	100		3	1	16	27		7	22	9	47	<b>426</b>	
Sustitución de transformadores	Monto [MDP]				4.2					2.9	11.8	0.1				0.2	0.4	<b>19.6</b>	23.10
	Pérd. Ev. [GWh]				0.56					0.25	0.27	0.01				0.02	0.02	<b>1.13</b>	
	No. Proyectos				20					5	35	1				1	1	<b>63</b>	
<b>Total</b>	<b>Monto [MDP]</b>	<b>49.2</b>	<b>54.8</b>	<b>46.6</b>	<b>36.9</b>	<b>46.2</b>	<b>80.0</b>	<b>84.8</b>	<b>109.6</b>	<b>47.6</b>	<b>48.1</b>	<b>58.4</b>	<b>58.0</b>	<b>71.4</b>	<b>60.4</b>	<b>45.6</b>	<b>58.4</b>	<b>956.0</b>	<b>20.30</b>
	<b>Pérd. Ev. [GWh]</b>	<b>7.31</b>	<b>11.62</b>	<b>10.17</b>	<b>6.87</b>	<b>4.52</b>	<b>10.26</b>	<b>15.23</b>	<b>23.58</b>	<b>7.22</b>	<b>6.42</b>	<b>6.85</b>	<b>11.86</b>	<b>9.77</b>	<b>8.86</b>	<b>7.02</b>	<b>6.58</b>	<b>154.14</b>	
	<b>No. Proyectos</b>	<b>17</b>	<b>150</b>	<b>8</b>	<b>114</b>	<b>205</b>	<b>164</b>	<b>21</b>	<b>41</b>	<b>47</b>	<b>146</b>	<b>157</b>	<b>13</b>	<b>42</b>	<b>125</b>	<b>21</b>	<b>67</b>	<b>1 338</b>	

Fuente: CFE Distribución

## 7.2 Regularización de colonias populares.

### Objetivo.

El presente proyecto de inversión tiene como objetivo incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica en todo el país, con el objetivo de suministrar de energía eléctrica a nuevos clientes de distribución dentro de la República Mexicana. Con esta estrategia se pretende incorporar a usuarios que utilizan actualmente el servicio de energía eléctrica pero que no cuentan con un contrato de suministro, y tienen regularizado la posesión y uso de suelo.

### Descripción.

Es una de las estrategias para la reducción de pérdidas de energía, la cual consiste en incorporar a consumidores del servicio de energía eléctrica que se encuentran sin contrato de Suministro Eléctrico, identificados geográficamente y que se encuentra regularizado su uso de suelo.

Para este proyecto se está considerando la ampliación de la red de distribución en las colonias que carecen de infraestructura eléctrica, pero que si cuentan con el servicio de energía eléctrica de forma irregular; justificando esta inversión con la rentabilidad de los proyectos (recuperación de pérdidas técnicas y no técnicas).

### Inversión y alcances.

Este programa requiere de una inversión de 676 millones de pesos en los próximos 5 años como se muestran en la Tabla VII.4, con las metas físicas de la Tabla VII.5.

**Tabla VII.4. Programa de inversión para regularización de colonias populares 2025 – 2029**

Concepto de inversión	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Regularización de Colonias Populares	37	165	165	152	157	<b>676</b>

MDP. - Millones de pesos

**Tabla VII.5. Metas del proyecto regularización de colonias populares 2025 – 2029**

Años	Usuarios a Regularizar	Energía ingresada a la facturación (GWh)	Acometidas	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
				Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2025	1 954	3.9	1 954	140	2 788	17.5
2026	12 931	21.2	12 931	822	20 550	89.7
2027	12 931	21.2	12 931	822	20 550	89.7
2028	11 912	19.5	11 912	803	20 012	88.3
2029	12 304	18.0	12 304	782	19 554	88.3
<b>TOTAL</b>	<b>52 032</b>	<b>83. 8</b>	<b>52 032</b>	<b>3 369</b>	<b>83 454</b>	<b>373. 5</b>

Fuente: CFE Distribución

### **7.3 Programa para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.**

#### **Objetivo.**

Las adquisiciones de medidores y acometidas incluidas en este programa tienen como objetivo garantizar el Suministro Eléctrico con la calidad, confiabilidad y seguridad requerida y una facturación eficiente, atendiendo a todas las Zonas de Distribución de todas las Unidades de Negocio de la Empresa Subsidiaria de CFE Distribución.

#### **Descripción.**

Las adquisiciones contenidas en este programa permitirán suministrar el servicio de energía eléctrica a viviendas, plantas industriales, centros comerciales y el sector de servicios, así mismo permitirá efectuar las sustituciones de las acometidas y medidores en operación que han llegado al término de su vida útil y por su deterioro proporcionan un servicio deficiente y de esta forma estar en condiciones de poder continuar otorgando el Suministro Eléctrico así como mantener la trazabilidad de las mediciones.

Adicionalmente, este programa contempla la modernización de medidores obsoletos, los cuales han llegado al término de su vida útil.

El programa bajo el rubro de beneficios reporta los ingresos que, de cumplirse los supuestos, generaría el programa por concepto de energía incremental. Los beneficios asociados al programa se calculan con modelos electrotécnicos que permiten simular la operación del sistema con y sin el proyecto. Se constituyen con las ventas por energía incremental que a continuación se describe:

Refleja para CFE Distribución el valor por concepto de ventas de energía derivado del crecimiento de usuarios en las Redes Generales de Distribución.

Su valoración corresponde al precio promedio utilizado para beneficios por crecimiento de venta de energía originado por nuevos servicios, actualizado al año donde se evalúa, a precios constantes.

Se calcula como: (energía consumida por nuevos clientes atendidos por el proyecto) x (precio promedio utilizado para beneficios por crecimiento de venta de energía originado por nuevos servicios).

El beneficio esperado para 2025 es de 7 484 GWh en baja tensión y 28 895 GWh en media tensión, para un total de 36,379 GWh en ventas de energía.

De no realizarse este proyecto no se tendría capacidad para atenderla energía incremental en la EPS CFE Distribución.

#### **Inversión y alcances.**

Este proyecto tiene un costo de inversión acumulada de 19 215 millones de pesos, 251 086 km de acometidas y 20 828 miles de medidores, de acuerdo con los flujos anuales de inversión, como se muestra en la Tabla VII.6.

**Tabla VII.6 Inversión y metas físicas para el programa de para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.**

División	Concepto	Unidad	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Baja California	N° Acometidas	[km]	1 223	1 644	1 693	1 744	1 796	<b>8 100</b>
	N° Medidores	[miles]	113	110	114	117	121	<b>575</b>
	Inversión	[MDP]	113	121	124	128	135	<b>621</b>
Bajío	Acometidas	[km]	3 355	4 510	4 645	4 784	4 928	<b>22 222</b>
	Medidores	[miles]	328	451	465	479	493	<b>2 216</b>
	Inversión	[MDP]	284	374	385	397	420	<b>1 860</b>
Centro Occidente	Acometidas	[km]	6 283	3 636	3 745	3 857	3 973	<b>21 494</b>
	Medidores	[miles]	81	267	275	283	291	<b>1 197</b>
	Inversión	[MDP]	153	231	238	245	259	<b>1 126</b>
Centro Oriente	Acometidas	[km]	2 362	3 175	3 271	3 369	3 470	<b>15 647</b>
	Medidores	[miles]	378	389	400	412	424	<b>2 003</b>
	Inversión	[MDP]	282	310	319	329	348	<b>1 588</b>
Centro Sur	Acometidas	[km]	2 300	3 090	3 183	3 278	3 376	<b>15 227</b>
	Medidores	[miles]	411	262	270	278	286	<b>1 507</b>
	Inversión	[MDP]	318	217	223	230	243	<b>1 231</b>
Golfo Centro	Acometidas	[km]	1 731	2 326	2 396	2 468	2 542	<b>11 463</b>
	Medidores	[miles]	75	205	211	217	224	<b>932</b>
	Inversión	[MDP]	98	173	178	183	193	<b>825</b>
Golfo Norte	Acometidas	[km]	3 203	4 305	4 434	4 567	4 704	<b>21 213</b>
	Medidores	[miles]	232	302	311	320	330	<b>1 495</b>
	Inversión	[MDP]	256	314	323	333	352	<b>1 578</b>
Jalisco	Acometidas	[km]	2 845	3 823	3 938	4 056	4 178	<b>18 840</b>
	Medidores	[miles]	234	459	473	487	502	<b>2 155</b>
	Inversión	[MDP]	229	392	404	416	440	<b>1 881</b>
Noroeste	Acometidas	[km]	2 403	3 231	3 328	3 428	3 531	<b>15 921</b>
	Medidores	[miles]	182	226	232	239	246	<b>1 125</b>
	Inversión	[MDP]	186	212	218	225	238	<b>1 079</b>
Norte	Acometidas	[km]	2 179	2 929	3 017	3 108	3 201	<b>14 434</b>
	Medidores	[miles]	141	316	326	336	346	<b>1 465</b>
	Inversión	[MDP]	164	310	320	330	349	<b>1 473</b>
Oriente	Acometidas	[km]	2 806	3 771	3 884	4 001	4 121	<b>18 583</b>
	Medidores	[miles]	188	343	353	364	375	<b>1 623</b>
	Inversión	[MDP]	209	332	342	352	372	<b>1 607</b>
Peninsular	Acometidas	[km]	1 571	2 111	2 174	2 239	2 306	<b>10 401</b>
	Medidores	[miles]	77	160	164	169	174	<b>744</b>
	Inversión	[MDP]	130	193	198	204	216	<b>941</b>
Sureste	Acometidas	[km]	2 573	3 457	3 560	3 667	3 777	<b>17 034</b>
	Medidores	[miles]	229	297	307	316	325	<b>1 474</b>
	Inversión	[MDP]	196	255	266	274	290	<b>1 281</b>
Valle de México Centro	Acometidas	[km]	1 720	2 311	2 381	2 452	2 526	<b>11 390</b>
	Medidores	[miles]	196	106	109	112	115	<b>638</b>
	Inversión	[MDP]	173	110	113	116	123	<b>635</b>
Valle de México Norte	Acometidas	[km]	1 556	2 091	2 154	2 219	2 286	<b>10 306</b>
	Medidores	[miles]	76	178	183	188	194	<b>819</b>
	Inversión	[MDP]	79	147	151	156	165	<b>698</b>
Valle de México Sur	Acometidas	[km]	2 840	3 818	3 932	4 050	4 171	<b>18 811</b>
	Medidores	[miles]	112	178	184	190	196	<b>860</b>
	Inversión	[MDP]	117	160	165	170	179	<b>791</b>
<b>Nacional</b>	<b>Acometidas</b>	<b>[km]</b>	<b>40 950</b>	<b>50 228</b>	<b>51 735</b>	<b>53 287</b>	<b>54 886</b>	<b>251 086</b>
	<b>Medidores</b>	<b>[miles]</b>	<b>3 053</b>	<b>4 249</b>	<b>4 377</b>	<b>4 507</b>	<b>4 642</b>	<b>20 828</b>
	<b>Inversión</b>	<b>[MDP]</b>	<b>2 987</b>	<b>3 851</b>	<b>3 967</b>	<b>4 088</b>	<b>4 322</b>	<b>19 215</b>

Fuente: CFE Distribución.

## VIII. Programas de modernización de las RGD.

La Tabla VIII.1 muestra en resumen de las inversiones necesarias para los programas de modernización de las RGD, cuyo objetivo principal es incrementar la calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad de las RGD.

**Tabla VIII.1 Resumen de inversiones de los programas de modernización de las RGD.**

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión anual [millones de pesos (MDP)]					Inversión Total [MDP]
	2025	2026	2027	2028	2029	
<b>Programas de modernización de las RGD</b>						
Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	34	334	586	676	690	<b>2 320</b>
Modernización de interruptores de Media Tensión (MT) de subestaciones de distribución.		226	225	222	221	<b>894</b>
Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221	187	196	193	<b>797</b>
Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185	176	180	174	<b>715</b>
Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución		522	25	24	11	<b>582</b>
<b>Subtotal</b>	<b>34</b>	<b>1 488</b>	<b>1 199</b>	<b>1 298</b>	<b>1 289</b>	<b>5 308</b>

Fuente: CFE Distribución  
Cantidades redondeadas a millones de pesos

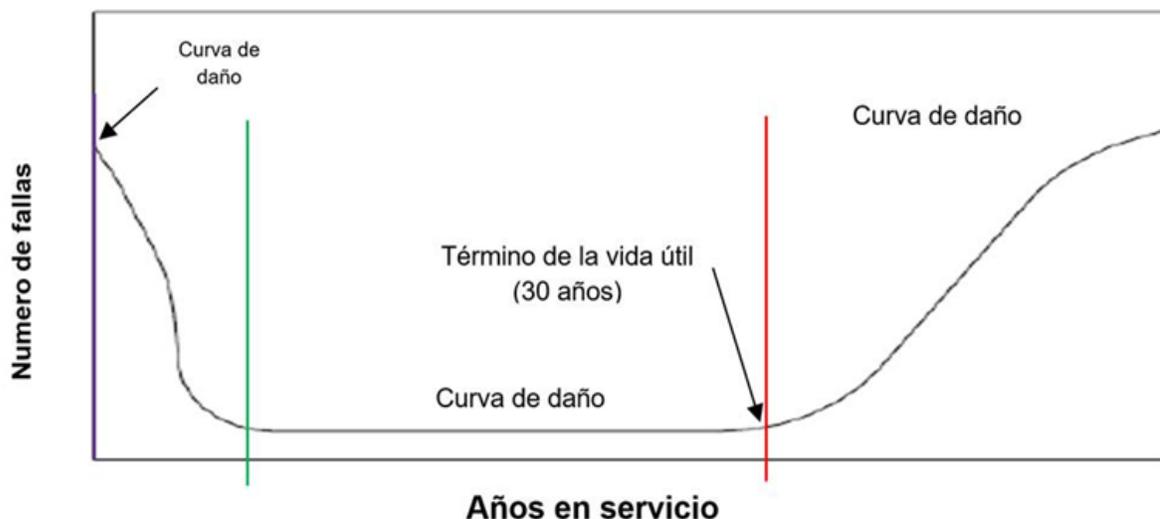
### 8.1 Programa para modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).

#### Objetivo.

Incrementar la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad en la operación de las RGD mediante la modernización de los elementos de transformación de alta a media tensión de las subestaciones de distribución con vida útil terminada, a fin de restablecer sus condiciones de operación normal para atender la demanda actual y el crecimiento de los servicios de Suministro Eléctrico. Asimismo, mejorar la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de las RGD y reducir los costos de distribución de energía al evitar altos gastos operativos para el mantenimiento de estos transformadores por falta de refaccionamiento, dada su obsolescencia.

#### Descripción.

El promedio de vida útil de un transformador de potencia de alta a media tensión es de 30 años, en servicio continuo. La curva de daño de la Figura VIII.1 muestra que durante su vida útil (período de operación normal) de un transformador de potencia es posible que se presenten fallas aleatorias con una tasa de falla constante de baja magnitud, sin embargo conforme se rebasa su período de vida útil, se presenta un crecimiento exponencial en la tasa esperada de fallas, por lo que se tiene el riesgo de un mayor número de interrupciones y una mayor gravedad de los daños posibles, tales como incendios en las subestaciones, debidas a desgaste, envejecimiento o deterioro de los materiales con los que están fabricados.



**Figura VIII.1 Curva de daño de elementos de transformación de alta a media tensión.**

Actualmente CFE Distribución cuenta con 3,335 transformadores de potencia al cierre de diciembre 2024, de los cuales 1,240 exceden su vida útil de 30 años, lo que representa el 37%, esto implica que debe ser programado su reemplazo en un corto plazo para no seguir incrementando el riesgo de afectar la calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica y el desempeño en la operación.

De acuerdo con la normatividad, el criterio para seleccionar el reemplazo de Transformadores de potencia por obsolescencia es con más de 40 años en operación. Por lo anterior, se diagnosticó la necesidad de modernizar 760 transformadores que representan el 61% del total que exceden su vida útil de 30 años.

Asimismo, de la necesidad detectada, se tienen propuestos 118 transformadores para su reemplazo en el periodo de 2026-2029, lo que representa el 15% del total de transformadores que exceden su vida útil de 30 años.

### **Inversión y alcances.**

Para el año de 2025 se asignaron recursos presupuestales para la recepción de 1 transformador de potencia y para el período de 2026 a 2029 se tiene propuesta la sustitución de 118 elementos de transformación de alta a media tensión, con una capacidad total de 2 177.3 MVA y una inversión estimada en 2 276.6 millones de pesos. Cabe mencionar que los tiempos de fabricación de estos equipos se ha extendido a más de 2 años, esto, derivado de la saturación del mercado, lo anterior, aunado a los tipos de capacidades más comunes, lo que deriva en cambios en este concepto. La programación anual estimada se muestra en la Tabla VIII.2.

**Tabla VIII.2. Inversión y alcance del programa de modernización de subestaciones de Distribución.**

Concepto	2025	2026	2027	2028	2029	Total
N° de transformadores de potencia	1	15	34	33	36	119
Capacidad [MVA] <sup>1/</sup>	60	469	424	585	700	2 238
Inversión [MDP] <sup>2/</sup>	34	334	586	676	690	2 320

Fuente: CFE Distribución

<sup>1/</sup> Cantidades redondeadas a MVA

<sup>2/</sup> Cantidades redondeadas a millones de pesos

La Tabla VIII.3 muestran cada uno de los elementos de transformación que requieren su gestionar su reemplazo en el período 2025-2029.

**Tabla VIII.3 Elementos de transformación que requieren reemplazo.**

**2025**

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad (MVA)	Año de fabricación
1	Valle de México Norte	Basilica	Xalostoc	T2	60	1970
<b>Subtotal (MVA)</b>					<b>60</b>	

Fuente: CFE Distribución

**2026**

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad (MVA)	Año de fabricación
1	Baja California	Ensenada	Maneadero	T-2	9.375	1981
2	Noroeste	Culiacán	Culiacán Uno	T1	30	1980
3	Noroeste	Culiacán	Navolato	T2	30	1983
4	Noroeste	Hermosillo	Hermosillo Nueve	T2	30	1980
5	Noroeste	Hermosillo	Hermosillo Ocho	T1	40	1984
6	Golfo Centro	Tampico	Chairel	T1	30	1977
7	Jalisco	Sector Juárez	Sol	T1	40	1980
8	Centro Sur	Acapulco	Los Amates	T3	30	2000
9	Centro Sur	Altamirano	Huetamo	T1	30	1980
10	Oriente	Coatzacoalcos	Nanchital Dos	T1	40	1978
11	Oriente	Poza Rica	Entabladero	T2	40	1968
12	Sureste	Tehuantepec	Sarabia	T1	9.375	1971
13	Peninsular	Mérida	Nachicocom	T4	30	1980
14	Peninsular	Mérida	Poniente	T2	40	1980
15	Peninsular	Mérida	Norte	T3	40	1983
<b>Subtotal (MVA)</b>					<b>468.75</b>	

Fuente: CFE Distribución

**2027**

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad (MVA)	Año de fabricación
1	Baja California	Los Cabos	San José del Cabo	T1	12.5	1981
2	Baja California	Constitución	Villa Constitución	T1	20	1979
3	Baja California	Mexicali	Centro	T2	37.5	1972
4	Noroeste	Hermosillo	Estación Torres	T1	7.5	1968
5	Noroeste	Los Mochis	Hornillos	T1	12.5	1969
6	Norte	Delicias	Francisco Villa	T1	20	1968
7	Norte	Delicias	Francisco Villa	T2	20	1968
8	Norte	Delicias	La Regina	T1	3.75	1967
9	Norte	Parral	Búfalo	T1	9.375	1958
10	Golfo Norte	Matamoros	Empalme	AT1	10	1963
11	Golfo Norte	Reynosa	Valadeces	T1	5	1963
12	Golfo Centro	Mante	Abra	T1	6.25	1969
13	Golfo Centro	Valles	Tampacan	T1	3	1969
14	Golfo Centro	Valles	Santos	T2	2	1960
15	Bajío	Irapuato	Salamanca (Attocc)	T9	20	1968
16	Bajío	Zacatecas	Huejúcar	T1	6.25	1969
17	Bajío	Zacatecas	Estancia de Animas	T1	12.5	1968
18	Jalisco	Tepec	Servicios El Cajón	T3	3	1977
19	Centro Occidente	Zamora	Zamora	T3	5	1968
20	Centro Occidente	Zitácuaro	San Juan Zitácuaro	T1	7.5	1969
21	Centro Sur	Morelos	Civac	T2	30	1972
22	Centro Oriente	Pachuca	Cerritos	T1	3	1969
23	Centro Oriente	Tecamachalco	Zacatepec 34.5 kV	T2	6.25	1967
24	Oriente	Papaloapan	Playa Vicente	T1	12.5	1969
25	Oriente	Poza Rica	Agua Fría	T1	20	1977
26	Sureste	Tapachula	Cecilio del Valle	T6	7.5	1967
27	Sureste	Tehuantepec	Jalapa del Márquez	T1	1.5	1967
28	Sureste	Tuxtla	Independencia	T1	6.25	1969
29	Peninsular	Tizimín	Loche	T1	3.125	1977
30	Valle de México Norte	Ecatepec	Valle de México	T3	10	1964
31	Valle de México Norte	Ecatepec	Valle de México	T5	10	1964
32	Valle de México Centro	Tacuba	Aragón	T4	30	1969
33	Valle de México Centro	Tacuba	Aragón	T1	30	1969
34	Valle de México Sur	Universidad	Taxqueña	T4	30	1960
<b>Subtotal (MVA)</b>					<b>423.75</b>	

Fuente: CFE Distribución

**2028**

<b>No.</b>	<b>División</b>	<b>Zona</b>	<b>Subestación</b>	<b>Banco</b>	<b>Capacidad (MVA)</b>	<b>Año de fabricación</b>
1	Baja California	Los Cabos	Cabo Bello	T1	20	1981
2	Baja California	Constitución	Loreto	T1	20	1981
3	Baja California	Mexicali	Cetys	T2	40	1976
4	Norte	Chihuahua	El Sauz	T2	7.5	1969
5	Norte	Parral	Guachochi	T1	12.5	1969
6	Golfo Norte	Nuevo Laredo	Nuevo Laredo	T2	20	1963
7	Golfo Norte	Metropolitana Oriente	Fundidora	T3	20	1968
8	Golfo Norte	Metropolitana Oriente	Fundidora	T2	20	1960
9	Golfo Norte	Metropolitana Norte	Santo Domingo	T1	20	1964
10	Golfo Centro	Valles	Valles	T3	20	1969
11	Bajío	Fresnillo	Valparaíso	T2	3.75	1969
12	Bajío	Salvatierra	Acámbaro	T2	20	1977
13	Jalisco	Chapala	Jocotepec	T1	25	1970
14	Jalisco	Sector Hidalgo	Mojonera	T1	40	1980
15	Centro Occidente	Colima	La Minita	T1	6.25	1970
16	Centro Sur	Atzacomulco	Canchesda Nueva	T2	20	1970
17	Centro Sur	Atzacomulco	San Mateo	T2	20	1974
18	Centro Oriente	Pachuca	Pachuca	T31	10	1970
19	Centro Oriente	Pachuca	Pachuca	T32	10	1970
20	Centro Oriente	Pachuca	Pachuca	T33	10	1970
21	Centro Oriente	Pachuca	Pozo Grande	T1	3	1969
22	Oriente	Córdoba	Omealca	T1	9.375	1977
23	Oriente	Córdoba	Córdoba Uno	T1	20	1977
24	Oriente	Córdoba	Córdoba Dos	T2	20	1977
25	Sureste	Chontalpa	Paraíso Rural	T1	12.5	1970
26	Sureste	Huajuapán	El Girasol	T1	6.25	1970
27	Sureste	Huajuapán	Cuicatlán	T1	6.25	1970
28	Peninsular	Campeche	Lerma	T5	12.5	1970
29	Peninsular	Ticul	Ticul I	T1	20	1980
30	Valle de México Norte	Ecatepec	Valle de México	T2	10	1964
31	Valle de México Norte	Ecatepec	Valle de México	T1	10	1964
32	Valle de México Centro	Tacuba	Aragón	T3	30	1969
33	Valle de México Sur	Coapa	Coapa	T1	60	1969
<b>Subtotal (MVA)</b>					<b>584.875</b>	

Fuente: CFE Distribución

2029

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad (MVA)	Año de fabricación
1	Baja California	Mexicali	Cetys	T4	40	1983
2	Baja California	Mexicali	Aeropuerto Dos	T1	40	1983
3	Noroeste	Hermosillo	Subestación Ocho	T1	12.5	1965
4	Noroeste	Mazatlán	Mazatlán Centro	T2	30	1980
5	Noroeste	Cd Obregón	Obregón Uno	T1	30	1981
6	Norte	Chihuahua	Ojinaga	T1	20	1969
7	Norte	Juárez	Porvenir	T1	6.25	1969
8	Golfo Norte	Montemorelos	San Roberto	T2	3	1969
9	Golfo Norte	Metropolitana Poniente	Loma Larga	T3	30	1977
10	Golfo Centro	Tampico	Tamaulipas	T2	30	1977
11	Golfo Centro	Tampico	Tamaulipas	T1	30	1977
12	Bajío	Fresnillo	Valparaíso	T1	9.375	1977
13	Jalisco	Vallarta	Las Varas	T1	10	1980
14	Centro Occidente	La Piedad	Yerbabuena	T1	6.25	1970
15	Centro Sur	Acapulco	Renacimiento	T2	30	1982
16	Centro Sur	Valle de Bravo	Tizapa Maniobras	T1	6.25	1971
17	Centro Oriente	Matamoros de Izúcar	Jolalpan	T1	3	1970
18	Centro Oriente	Tecamachalco	Guadalupe Victoria	T1	2.5	1970
19	Centro Oriente	Tlaxcala	Chignahuapan	T2	12.5	1970
20	Oriente	Orizaba	Orizaba	T1	30	1977
21	Oriente	Poza Rica	Poza Rica Tres	T2	30	1974
22	Oriente	Teziutlán	Altotonga II	T1	9.375	1977
23	Oriente	Veracruz	San Luis	T1	9.375	1982
24	Sureste	Tehuantepec	Sarabia	T2	3	1970
25	Sureste	Tehuantepec	Tequisistlán	T1	1	1970
26	Sureste	Tehuantepec	La Reforma	T1	3	1970
27	Sureste	Villahermosa	Santa Cruz	T1	3.125	1966
28	Peninsular	Chetumal	Xul-Ha	T5	20	1981
29	Peninsular	Mérida	Tamanche	T1	9.375	1979
30	Valle de México Centro	Zócalo	Jamaica	T7	30	1969
31	Valle de México Norte	Ecatepec	Valle de México	T4	10	1968
32	Valle de México Norte	Ecatepec	Valle de México	T6	10	1964
33	Valle de México Centro	Tacuba	Aragón	T2	30	1969
34	Valle de México Sur	Coapa	Coapa	T2	60	1969
35	Valle de México Sur	Toluca	Estadio	T3	60	1970
36	Valle de México Sur	Universidad	Taxqueña	T1	30	1960
<b>Subtotal (MVA)</b>					<b>699.875</b>	

Fuente: CFE Distribución

## 8.2 Programa para la modernización interruptores de potencia de media tensión (MT) en subestaciones de las RGD.

### Objetivo.

Incrementar la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad en la operación de las RGD mediante la modernización de los interruptores de potencia de media tensión de las subestaciones distribución

que presentan terminación en su vida útil de servicio dado que cuentan con más de 30 años de servicio o presentan daños irreparables ya que por su obsolescencia no es posible conseguir refacciones a precio de mercado y sus costos de fabricación resultan excesivos.

### Descripción.

Los interruptores de potencia de media tensión permiten interrumpir las fallas aleatorias que se presentan en los circuitos de media tensión de las RGD mediante la extinción de las corrientes de falla de forma rápida (milisegundos) a fin de proteger a las personas y al equipo eléctrico de daños catastróficos. Por lo que estos equipos brindan seguridad en la operación de las RGD mediante el aislamiento de fallas que ocurren en los circuitos de media tensión, y permiten restablecer el Suministro Eléctrico una vez que los elementos de protección instalados en la red aíslan las secciones falladas del circuito o una vez que estas fallas han sido reparadas.

Estos equipos cuentan con partes móviles y diferentes medios para la extinción del arco eléctrico, en su interior, las cuales se deterioran conforme se incrementa el número de interrupciones y sus años de servicio. Cuando estos equipos operan de forma incorrecta propagan la falla a otros elementos e incrementan los tiempos de restablecimiento, deteriorando la confiabilidad y calidad del Suministro Eléctrico.

La vida útil de un interruptor de potencia de media tensión es de 30 años, pero esta se puede reducir debido a la frecuencia de sus operaciones y la magnitud de la interrupción de la corriente de falla.

### Inversión y alcances.

La Tabla VIII.4 muestra las metas físicas de este programa para el período 2026-2030 y la tabla VIII.5 la inversión necesaria.

Tabla VIII.4 Alcances del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.

No	División	2026	2027	2028	2029	Total
1	Valle de México Sur	9	10	10	10	39
2	Valle de México Centro	14	12	12	12	50
3	Valle de México Norte	4	4	4	4	16
4	Peninsular	5	3	3	3	14
5	Sureste	4	4	4	4	16
6	Oriente	27	27	27	27	108
7	Centro Oriente	31	31	31	30	123
8	Centro Sur	10	10	10	10	40
9	Centro Occidente	16	15	15	15	61
10	Jalisco	7	7	6	6	26
11	Bajío	44	44	44	44	176
12	Golfo Centro	4	4	3	3	14
13	Golfo Norte	37	38	38	38	151
14	Norte	3	3	3	3	12
15	Noroeste	11	11	10	10	42
16	Baja California	18	19	19	19	75
<b>Total</b>		<b>244</b>	<b>242</b>	<b>239</b>	<b>238</b>	<b>963</b>

Fuente: CFE Distribución

Tabla VIII.5 Inversión necesaria del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.

Concepto	Inversión anual en MDP				
	2026	2027	2028	2029	Total
Interruptores de potencia	226.47	224.62	221.83	220.90	<b>893.82</b>

Fuente: CFE Distribución

### 8.3 Programa para la modernización transformadores de distribución de media tensión a baja tensión (MT/BT) de las RGD.

#### Objetivo.

Incrementar la calidad y continuidad del Suministro Eléctrico a las redes de baja tensión mediante la modernización de los elementos de transformación de media a baja tensión de las RGD que presentan terminación de su vida útil debido a que cuentan con más de 30 años de servicio o presentan daños irreparables ya que por su obsolescencia no es posible conseguir refacciones a precio de mercado y sus costos de fabricación resultan excesivos.

#### Descripción.

Los transformadores de distribución permiten cambiar la tensión recibida de los circuitos de media tensión al nivel de utilización en baja tensión para distribuir la energía eléctrica a estos servicios ya sea a través de una red de baja tensión o directamente conectados a sus terminales.

Los transformadores de distribución de media a baja tensión cuentan con elementos aislantes que se degradan por excesos de calentamiento producidos por corrientes de falla en las redes de baja tensión y sobrecargas que excedan sus límites de diseño, así como sus años en operación. Normalmente la vida útil de un transformador de distribución es de 30 años, pero esta puede reducirse debido a la intensidad de las sobrecargas y frecuencia de fallas en las redes de baja tensión. Por lo que se tiene el riesgo de un mayor número de interrupciones y una mayor gravedad de los daños posibles, tales como incendios provocados por fugas de aceite o explosiones, provocadas por el desgaste, envejecimiento o deterioro de los materiales con los que están fabricados.

#### Inversión y alcances.

La Tabla VIII.6 muestra la inversión y metas físicas de este programa para el período 2026-2030.

Tabla VIII.6 Inversión necesaria y alcances del programa de modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión (MT/BT) de las RGD.

División	Concepto	2026	2027	2028	2029	Total
Baja California	N° transformadores MT/BT	60	63	60	51	<b>234</b>
	Inversión [MDP]	2.04	2.30	1.90	1.80	<b>8.04</b>
Noroeste	N° transformadores MT/BT	687	542	560	719	<b>2 508</b>
	Inversión [MDP]	25.83	19.64	20.19	25.80	<b>91.46</b>
Norte	N° transformadores MT/BT	412	339	359	335	<b>1 445</b>
	Inversión [MDP]	15.57	12.42	13.48	12.38	<b>53.85</b>
Golfo Norte	N° transformadores MT/BT	633	573	591	344	<b>2 141</b>
	Inversión [MDP]	21.80	19.32	22.38	11.15	<b>74.65</b>

División	Concepto	2026	2027	2028	2029	Total
<b>Centro Occidente</b>	N° transformadores MT/BT	113	93	87	81	<b>374</b>
	Inversión [MDP]	3.32	3.01	2.59	2.55	<b>11.47</b>
<b>Centro Sur</b>	N° transformadores MT/BT	267	219	236	242	<b>964</b>
	Inversión [MDP]	7.23	5.69	6.41	6.43	<b>25.76</b>
<b>Oriente</b>	N° transformadores MT/BT	619	552	540	526	<b>2 237</b>
	Inversión [MDP]	23.29	20.26	20.35	19.41	<b>83.31</b>
<b>Sureste</b>	N° transformadores MT/BT	643	524	670	884	<b>2 721</b>
	Inversión [MDP]	16.16	13.69	17.50	21.95	<b>69.30</b>
<b>Valle de México Norte</b>	N° transformadores MT/BT	13	5	5	5	<b>28</b>
	Inversión [MDP]	0.59	0.29	0.29	0.29	<b>1.46</b>
<b>Valle de México Centro</b>	N° transformadores MT/BT	30	16	16	16	<b>78</b>
	Inversión [MDP]	1.85	0.90	0.90	0.90	<b>4.55</b>
<b>Valle de México Sur</b>	N° transformadores MT/BT	18	3	3	3	<b>27</b>
	Inversión [MDP]	2.04	0.19	0.19	0.19	<b>2.61</b>
<b>Bajío</b>	N° transformadores MT/BT	712	643	638	631	<b>2 624</b>
	Inversión [MDP]	26.36	23.12	23.06	22.60	<b>95.14</b>
<b>Golfo Centro</b>	N° transformadores MT/BT	413	352	359	371	<b>1 495</b>
	Inversión [MDP]	14.81	12.94	12.79	12.94	<b>53.48</b>
<b>Centro Oriente</b>	N° transformadores MT/BT	145	107	103	117	<b>472</b>
	Inversión [MDP]	5.75	3.42	3.31	3.72	<b>16.20</b>
<b>Peninsular</b>	N° transformadores MT/BT	312	256	326	317	<b>1 211</b>
	Inversión [MDP]	11.97	9.39	11.23	11.25	<b>43.84</b>
<b>Jalisco</b>	N° transformadores MT/BT	925	917	883	892	<b>3 617</b>
	Inversión [MDP]	42.83	40.19	39.18	39.20	<b>161.40</b>
<b>Nacional</b>	<b>N° transformadores MT/BT</b>	<b>6 002</b>	<b>5 204</b>	<b>5 436</b>	<b>5 534</b>	<b>22 176</b>
	<b>Inversión [MDP]</b>	<b>221.44</b>	<b>186.77</b>	<b>195.75</b>	<b>192.56</b>	<b>796.52</b>

Fuente: CFE Distribución

<sup>1</sup>Los totales pueden variar debido a redondeo

## 8.4 Programa para incrementar la confiabilidad y calidad en las Redes Generales de Distribución.

### Objetivo.

Incrementar la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de las RGD mediante la modernización de los circuitos de media tensión y equipos auxiliares las instalaciones, equipos y Redes que componen las RGD, para brindar un servicio con mayor Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad para cumplir con los parámetros operativos establecidos por los indicadores de desempeño indicados en la Tabla IV.5.

El proceso de mantenimiento de las Redes Generales de Distribución ha realizado trabajos de mantenimiento, principalmente de poda de árboles, cambio de aislamiento, reemplazo de apartarrayos, entre otros, con la finalidad de contribuir a la contención de los índices de continuidad, los montos ejercidos a nivel nacional, por estos trabajos, se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla VIII.7 Monto ejercido en los años 2023 y 2024 para trabajos de mantenimiento (instalación de apartarrayos, aislamiento, poda y brecha de árboles).**

Concepto	Monto en MDP		
	2023	2024	Total
Apartarrayos	246	292	<b>538</b>
Aislamiento	162	179	<b>341</b>
Poda y brecha	413	481	<b>894</b>
<b>Total</b>	<b>821</b>	<b>952</b>	<b>1 773</b>

Fuente: CFE Distribución

### Descripción.

El proyecto considera una inversión de 715 millones de pesos en proyectos a ejecutar en 14 Divisiones de Distribución en el periodo 2026 – 2029.

### Inversión y alcances.

Es la necesaria para la realización del programa, como se muestra la Tabla VIII.8 siguiente:

**Tabla VIII.8 Inversión para mejorar la confiabilidad en Redes Generales de Distribución 2026 – 2029.**

División	2026	2027	2028	2029	Total
<b>Bajío</b>	17.12	16.29	16.67	16.08	<b>66.16</b>
<b>Centro Occidente</b>	0.73	0.70	0.71	0.69	<b>2.83</b>
<b>Centro Oriente</b>	11.55	10.99	11.25	10.85	<b>44.64</b>
<b>Centro Sur</b>	11.92	11.35	11.61	11.20	<b>46.08</b>
<b>Golfo Centro</b>	5.50	5.23	5.35	5.17	<b>21.25</b>
<b>Golfo Norte</b>	1.94	1.85	1.89	1.82	<b>7.50</b>
<b>Jalisco</b>	0.05	0.05	0.05	0.05	<b>0.20</b>
<b>Noroeste</b>	9.21	8.76	8.96	8.65	<b>35.58</b>
<b>Norte</b>	23.38	22.25	22.76	21.96	<b>90.35</b>
<b>Oriente</b>	21.17	20.14	20.61	19.88	<b>81.80</b>
<b>Peninsular</b>	12.97	12.34	12.63	12.18	<b>50.12</b>
<b>Sureste</b>	48.26	45.92	46.98	45.33	<b>186.49</b>
<b>Valle México Centro</b>	11.82	11.25	11.51	11.10	<b>45.68</b>
<b>Valle México Sur</b>	9.46	9.00	9.21	8.88	<b>36.55</b>
<b>Total</b>	<b>185.08</b>	<b>176.12</b>	<b>180.19</b>	<b>173.84</b>	<b>715.23</b>

MDP: Millones de pesos  
Fuente: CFE Distribución

A continuación, se presentan los alcances del programa de acuerdo con la siguiente Tabla VIII.9

**Tabla VIII.9 Metas físicas para mejorar la confiabilidad 2026 – 2029 en las 16 Divisiones de Distribución**

Concepto	2026	2027	2028	2029	Total	Unidades
Reconfiguración de Redes MT	317	301	308	297	<b>1 223</b>	km-C
Recalibración de Redes MT	58	55	56	54	<b>223</b>	km-C
Reconfiguración de Redes BT	6	6	6	6	<b>24</b>	km-C
Compensación Reactiva en MT	20 590	19 594	20 046	19 341	<b>79 571</b>	kVAr
EPROSEC	26	25	26	25	<b>102</b>	Pza
Transformadores de distribución	10	9	10	9	<b>38</b>	Pza
Postes	1 742	1 658	1 696	1 637	<b>6 733</b>	Pza
Aisladores	44 279	42 138	43 109	41 592	<b>171 118</b>	Pza
Apartarrayos	15 143	14 411	14 743	14 224	<b>58 521</b>	Pza
Cortacircuitos	7 513	7 150	7 315	7 057	<b>29 035</b>	Pza
Cuchillas	129	123	126	122	<b>500</b>	Pza
Reguladores	16	15	15	15	<b>61</b>	Pza
Portafusibles	294	280	286	276	<b>1136</b>	Pza
Estructuras tipo H	12	11	11	11	<b>45</b>	Pza

Fuente: CFE Distribución

Como complemento a las obras antes citadas para mejorar la confiabilidad en las RGD se tiene el proyecto de Red Eléctrica Inteligente: Operación Remota y Automatismo de las RGD definido más adelante.

La prestación del Servicio Público de Distribución deberá realizarse bajo principios que garanticen la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, tanto de las instalaciones y equipos que componen las RGD, así como de las instalaciones y equipos de los Usuarios Finales.

## 8.5 Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución

### Objetivo

Contener o incrementar el factor de potencia de los circuitos de media tensión de 0.95 o superior a nivel nacional, así como llevar a cabo mejoras en la caída de tensión.

El programa considera obras de inversión en las Redes Generales de Distribución, tales como:

- a) Instalación de nuevos equipos de compensación reactiva (banco de capacitores).
- b) Reemplazo de equipos de compensación reactiva dañados.
- c) Reemplazo de equipos de compensación reactiva obsoletos.

Lo anterior para cumplir con los niveles de referencia en materia de la calidad de la potencia de energía eléctrica establecidos en el Código de Red, emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), aplicando las mejores prácticas de la industria en la eficiencia, continuidad, calidad y seguridad de la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica generando rentabilidad y valor económico para la CFE y el Estado Mexicano.

### Descripción

Este programa considera instalación de 1 937 bancos de capacitores, en 15 Divisiones de Distribución para niveles de tensión de 13.8 kV hasta 34.5 kV.

## Inversión y Alcances

La inversión necesaria para este proyecto en el horizonte 2026 – 2029 es de 582.41 millones de pesos para bancos de capacitores como se muestra la tabla VIII.10.

**Tabla VIII.10 Metas físicas para mejorar la calidad de la energía en las RGD Bancos de capacitores**

DIVISION	2026		2027		2028		2029		Inv. MDP Total	Cant. Total
	Inv. MDP	Cant.	Inv. MDP	Cant.	Inv. MDP	Cant.	Inv. MDP	Cant.		
Baja California	52.08	166	7.75	36	6.81	32	6.31	22	<b>72.95</b>	<b>256</b>
Noroeste	71.84	197							<b>71.84</b>	<b>197</b>
Norte	47.50	312	4.05	39	5.91	40	2.94	29	<b>60.40</b>	<b>420</b>
Golfo Norte	11.99	113							<b>11.99</b>	<b>113</b>
Centro Occidente	34.20	70	1.10	3	1.41	3			<b>36.71</b>	<b>76</b>
Centro Sur	1.51	5							<b>1.51</b>	<b>5</b>
Oriente	12.81	48							<b>12.81</b>	<b>48</b>
Sureste	87.69	203	9.09	17	8.21	15	0.99	3	<b>105.98</b>	<b>238</b>
Valle de México Norte	45.73	81							<b>45.73</b>	<b>81</b>
Valle de México Centro	14.86	43							<b>14.86</b>	<b>43</b>
Valle de México Sur	2.72	24	1.92	17	1.13	10	1.02	9	<b>6.79</b>	<b>60</b>
Bajío	115.19	314							<b>115.19</b>	<b>314</b>
Golfo Centro	7.10	45			0.12	1			<b>7.22</b>	<b>46</b>
Centro Oriente	12.05	20							<b>12.05</b>	<b>20</b>
Peninsular	5.02	14	0.90	2	0.46	4			<b>6.38</b>	<b>20</b>
<b>TOTAL</b>	<b>522.29</b>	<b>1 655</b>	<b>24.81</b>	<b>114</b>	<b>24.05</b>	<b>105</b>	<b>11.26</b>	<b>63</b>	<b>582.41</b>	<b>1 937</b>

Fuente: CFE Distribución

## IX. Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD.

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) plantea como premisa fundamental que el despliegue de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI) deberá de contribuir a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, permitiendo la integración de las fuentes de energías limpias y renovables.

Conforme a la Ley de Transición Energética (LTE) en el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes (PREI) se identifican, evalúan, diseñan, establecen e instrumentan las estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se consideran las siguientes:

- El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de las Redes Generales de Distribución;
- La optimización dinámica de la operación de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;
- La integración de proyectos de Generación Distribuida;
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI;
- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes.

Como se muestra en la Tabla IX.1, el PREI 2020 incluye tres proyectos en desarrollo y dos proyectos candidatos a ser desarrollados por CFE Distribución. Adicionalmente en este Programa de Ampliación y Modernización (PAM) se incluyen dos proyectos complementarios en el que participa la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos. La Figura IX.1 muestra el mapa de ruta para el despliegue de REI en CFE Distribución.

**Tabla IX.1 Proyectos de REI de las RGD.**

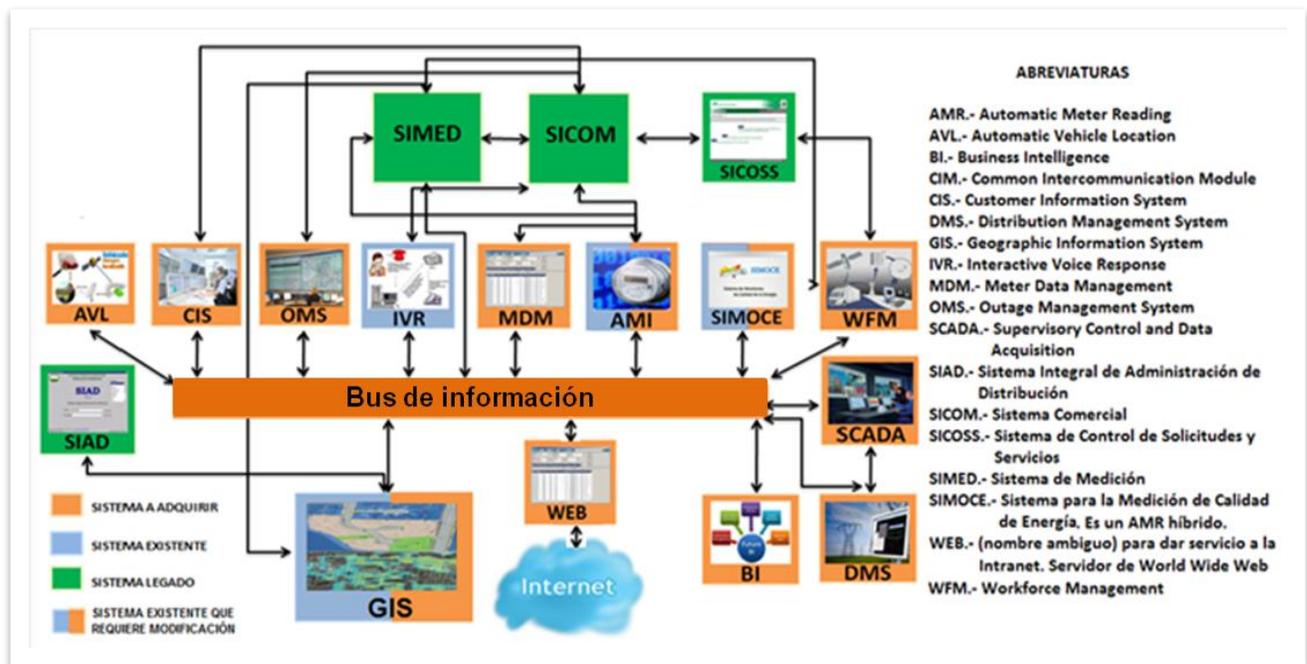
Proyectos de REI	Alineación	Nombre del proyecto
En desarrollo (PREI 2020)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad y seguridad de las RGD.</li> <li>• Integración de proyectos de Generación Distribuida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operación remota y automatismo en redes de distribución.</li> <li>• Sistema corporativo de gestión de modelos eléctricos de las Redes Generales de Distribución.</li> <li>• Infraestructura de medición avanzada.</li> </ul>
Candidatos a desarrollar (PREI 2020)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.</li> <li>• Centrales eléctricas solares con Microred para electrificación de comunidades rurales</li> </ul>
Otros proyectos (CFE SSB)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuevo sistema de gestión empresarial de Distribución-Suministro.</li> <li>• Escalamiento de la medición a AMI.</li> </ul>

Fuente: CFE Distribución

Para la siguiente versión del PREI, actualmente se tiene en revisión, se tiene la propuesta de considerar lo siguiente:

- El proyecto denominado “*Sistema de Administración de Distribución Avanzado*”, se encuentra en revisión, considerando nuevos alcances tomando en cuenta desarrollos propios de CFE Distribución que permitan reducir costos de implementación ya que originalmente se tenía considerada la adquisición de un sistema completo “llave en mano”.
- El proyecto denominado “*Sistema corporativo de gestión de modelos eléctricos de las Redes Generales de Distribución*” concluyó en 2019 sus etapas de implementación básicas; sin embargo, es necesario replantear su desarrollo con una plataforma tecnológica de licenciamiento abierto que permita reducir los costos de implementación y mantenimiento, por lo que se propone cancelar este proyecto en tanto se desarrollan las condiciones en los sistemas fuente.

Por lo que estos dos proyectos se excluyen de este PAM y se continuará su revisión para considerar su eventual inclusión en subsiguientes programas.



Fuente: CFE Distribución

Figura IX.1. Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI) en distribución.

La Tabla IX.2 muestra en resumen las inversiones requeridas para los proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD que requieren inversión en el período 2024 – 2029.

**Tabla IX.2 Resumen de inversiones de los proyectos de REI de las RGD.**

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión anual [millones de pesos (MDP)]					Inversión Total [MDP]
	2025	2026	2027	2028	2029	
<b>Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD</b>						
Operación remota y automatismo en redes de distribución.	305	374	350	374	350	<b>1 753</b>
Escalamiento de la medición a AMI.		205	197	199	198	<b>799</b>
Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.		271	270			<b>541</b>
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)		227	287	125	112	<b>751</b>
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD		353	289	208	168	<b>1 018</b>
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución		438	284	261	240	<b>1 223</b>
Subtotal	<b>305</b>	<b>1 868</b>	<b>1 677</b>	<b>1 167</b>	<b>1 068</b>	<b>6 085</b>

Fuente: CFE Distribución  
Cantidades redondeadas a millones de pesos

## 9.1 Operación remota y automatismo en las Redes Generales de Distribución.

### Objetivo.

Este programa tiene como objetivo lograr mejoras en la Confiabilidad de las RGD a través de la reducción en el tiempo de restablecimiento de las interrupciones al Suministro Eléctrico y la reducción significativa del número de servicios afectados de forma permanente en cada interrupción con la instalación de equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) con funciones para su operación remota y el automatismo de las RGD. Así como contar con contribuir al desarrollo de redes inteligentes al instrumentar lógicas para el automatismo en la operación de las RGD.

### Descripción.

Actualmente existe un gran número de equipos de seccionamiento y de restablecimiento automático (restauradores) de operación manual instalados en las RGD, por lo que, ante una falla, se prolonga el tiempo de restablecimiento de los servicios localizados en tramos no fallados, dependiendo del horario en el que ocurra la falla, las condiciones climatológicas, la disponibilidad de personal, así como la habilidad de operadores y cuadrillas para su localización y aislamiento. Por otra parte, la configuración de los circuitos, la ubicación y número de equipos de protección y seccionamiento disponibles en la actualidad, da lugar a que el número de servicios afectados de forma permanente durante la reparación de la falla llegue a ser significativo.

### Inversión y alcance.

En el período de 2025 a 2029 se tiene considerado la instalación de 5 152 EPROSEC telecontrolados, para tensiones de operación de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV, para lo que se requiere una inversión total de 1 753 millones de pesos. La Tabla IX.3 muestra la inversión y metas físicas del programa en un período de 5 años.

**Tabla IX.3. Inversión y metas físicas para la instalación de EPROSEC telecontrolados.**

Descripción	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Inversión [Millones de pesos]	305	374	350	374	350	<b>1 753</b>
N° de Equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC)	1 002	1 072	1 003	1 072	1 003	<b>5 152</b>

Fuente: CFE Distribución

## 9.2 Escalamiento de la medición a AMI.

### Objetivo.

El proyecto de inversión tiene como objetivo la disminución de pérdidas de energía por causas no técnicas ocasionadas por el robo de energía eléctrica, así como apoyar la modernización de las Redes Generales de Distribución para mantener una infraestructura confiable y segura, que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable, además de que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico, contribuyendo a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional con la incorporación de las tecnologías de escalamiento, además de asegurar la medición y reducir las pérdidas de energía por causas no técnicas, facilitando el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Generales de Distribución.

### Descripción.

La característica principal del proyecto de escalamiento de medidores a AMI es la instalación física de una tarjeta electrónica de comunicación por radiofrecuencia en el interior del medidor digital utilizado en los servicios proporcionados en baja tensión, con lo que se incrementa las capacidades de los medidores para lograr realizar la comunicación remota y se opere mediante los sistemas informáticos institucionales existentes en CFE.

El proyecto considera el escalamiento de la medición de 73 556 servicios con tarjeta electrónica de comunicación en un periodo de 4 años.

### Inversión y alcances.

En la tabla IX.4 se muestran las inversiones necesarias para el proyecto.

**Tabla IX.4. Monto de inversión para el escalamiento de la medición (millones de pesos) por División.**

Área	Inversión (MDP)				Total
	2026	2027	2028	2029	
<b>Baja California</b>	8.5	8.2	8.3	8.3	<b>33.3</b>
<b>Noroeste</b>	9.6	9.2	9.3	9.3	<b>37.4</b>
<b>Norte</b>	10.2	9.8	9.9	9.8	<b>39.7</b>
<b>Golfo Norte</b>	15.7	15.1	15.2	15.2	<b>61.2</b>
<b>Centro Occidente</b>	11.0	10.6	10.7	10.6	<b>42.9</b>
<b>Centro Sur</b>	13.6	13.1	13.2	13.1	<b>53</b>

Área	Inversión (MDP)				Total
	2026	2027	2028	2029	
Oriente	14.2	13.7	13.8	13.8	55.5
Sureste	17.4	16.7	16.9	16.8	67.8
Valle de México Norte	13.4	12.8	13.0	12.9	52.1
Valle de México Centro	9.3	9.0	9.1	9.0	36.4
Valle de México Sur	12.6	12.1	12.3	12.2	49.2
Bajío	21.0	20.1	20.3	20.2	81.6
Golfo Centro	9.1	8.8	8.8	8.8	35.5
Centro Oriente	15.0	14.4	14.6	14.5	58.5
Peninsular	9.2	8.8	8.9	8.9	35.8
Jalisco	15.2	14.6	14.7	14.6	59.1
<b>Nacional</b>	<b>205.0</b>	<b>197.0</b>	<b>199.0</b>	<b>198.0</b>	<b>799.0</b>

Fuente: CFE Distribución; MDP. - millones de pesos

En la tabla IX.5 se muestra la cantidad de servicios por año que se escalarán.

**Tabla IX.5. Cantidad de servicios**

Área	Cantidad por Año				Total
	2026	2027	2028	2029	
Baja California	787	756	764	760	3 067
Noroeste	884	850	858	854	3 446
Norte	935	898	907	903	3 643
Golfo Norte	1 445	1 389	1 403	1 396	5 633
Centro Occidente	1 011	972	982	977	3 942
Centro Sur	1 253	1 204	1 216	1 210	4 883
Oriente	1 311	1 260	1 273	1 267	5 111
Sureste	1 601	1 539	1 554	1 547	6 241
Valle de México Norte	1 230	1 182	1 194	1 188	4 794
Valle de México Centro	860	826	834	830	3 350
Valle de México Sur	1 163	1 118	1 129	1 123	4 533
Bajío	1 929	1 853	1 872	1 863	7 517
Golfo Centro	839	806	814	810	3 269
Centro Oriente	1 383	1 329	1 343	1 336	5 391
Peninsular	846	813	822	818	3 299
Jalisco	1 395	1 341	1 355	1 346	5 437
<b>Nacional</b>	<b>18 872</b>	<b>18 136</b>	<b>18 320</b>	<b>18 228</b>	<b>73 556</b>

Fuente: CFE Distribución

### 9.3 Gestión del balance de energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.

#### Objetivo.

El proyecto de inversión tiene como objetivo implementar fuera de subestaciones los sistemas de medición, comunicación y control necesarios para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se puedan realizar de manera diaria y horaria, del registro del consumo de energía eléctrica de los equipos de intercambio de energía entre zonas minimizando la incertidumbre para el MEM ocasionada por las estimaciones que se emplean actualmente. Dando cumplimiento a los requerimientos funcionales que confiere la Reforma Energética, garantizando con ello el acceso

abierto y no indebidamente discriminatorio de las Redes Generales de Distribución se realicen de manera correcta, transparente y en apego a lo establecido en la normativa aplicable a las 150 Zonas de las 16 Divisiones que componen la CFE Distribución.

### Descripción.

Este proyecto de implementación de los Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista en el ámbito de la Dirección de Distribución, es el resultado de la detección de necesidades conforme a lo establecido en los Términos de la Estricta Separación Legal de la C.F.E., así como cumplir con el objetivo de que los desarrolladores de proyectos potenciales, inversionistas, Integrantes de la Industria Eléctrica y demás personas interesadas en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista, estén en posibilidades de asumir compromisos y obligaciones, para ello es indispensable que el CENACE ponga a su disposición la información de dicho mercado que se encuentre en su posesión, salvo los casos en que tenga un impedimento legal para hacerlo o debido a una falla técnica fuera del control del propio CENACE. Para efectos de lo anterior, el CENACE establecerá las interfaces que permitan la captura y almacenamiento de datos, con el objetivo de que los Integrantes de la Industria Eléctrica y los candidatos a Participantes del Mercado puedan cumplir con sus obligaciones de entregar información al CENACE.

### Inversión y alcance.

Para la instalación de un total de 1 207 puntos, que incluye el suministro de equipos y materiales de medición, sistemas de comunicaciones y análisis de datos, puesta en servicio, mantenimiento y sistema de monitoreo para cada punto, se requiere una inversión total de 540.54 millones de pesos, como se indica en la Tabla IX.6

**Tabla IX.6 Necesidades de equipos para la medición de Puntos de Entrega / Puntos de Recepción para el Mercado Eléctrico Mayorista.**

<i>“Puntos de Entrega / Puntos de Recepción”</i>	Cantidad	Inversión necesaria [millones de pesos]
Trayectoria de circuitos MT	1 207	540.54

Fuente: CFE Distribución

**Tabla IX.7 Inversión requerida del proyecto Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.**

Inversión requerida	Esquema de Inversión (MDP)		
	2026	2027	Subtotal
Puntos de Medición entre Zonas de Carga	270.51	270.03	540.54

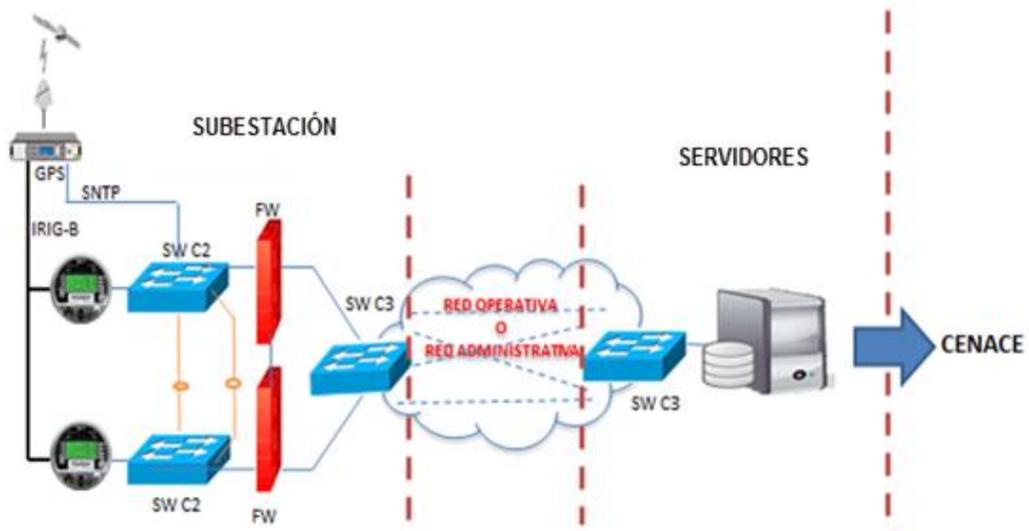
Fuente: CFE Distribución

**Tabla IX.8. Equipamiento necesario para la trayectoria de los circuitos de media tensión.**

Confiabilidad de Puntos de Medición Fuera de Subestaciones			
División	Total de Puntos	2026	2027
Baja California	11	5	6
Bajío	61	30	31
Centro Occidente	62	31	31
Centro Oriente	142	71	71
Centro Sur	34	17	17
Golfo Centro	51	26	25
Golfo Norte	29	15	14
Jalisco	125	63	62

Confiabilidad de Puntos de Medición Fuera de Subestaciones			
División	Total de Puntos	2026	2027
Noroeste	13	7	6
Norte	29	15	14
Oriente	61	31	30
Peninsular	11	6	5
Sureste	45	23	22
Valle de México Centro	161	81	80
Valle de México Norte	150	75	75
Valle de México Sur	222	111	111
<b>Total</b>	<b>1 207</b>	<b>607</b>	<b>600</b>

Fuente CFE Distribución



### Mapa de flujo de información

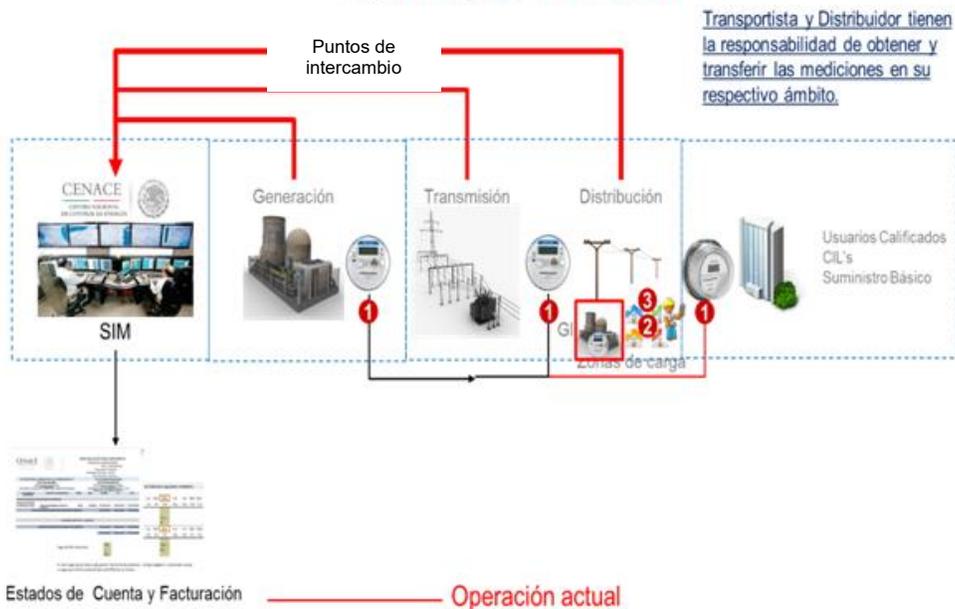
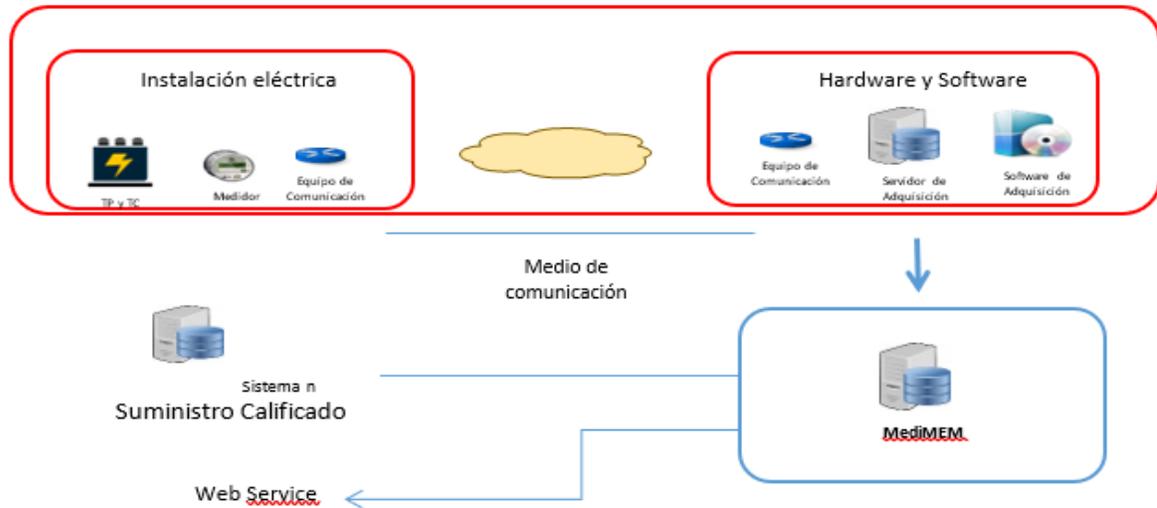


Figura IX.2. Esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista



**Figura IX.3. Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al exterior de subestaciones**

Para determinar los componentes del proyecto se llevan a cabo revisiones técnicas en las instalaciones de los puntos de intercambio en cada una de las Divisiones de CFE Distribución, dichas revisiones se realizan con el personal especializado del proceso de Distribución con la finalidad de identificar la necesidad de cada punto de intercambio.

El proyecto comprende la medición en puntos de intercambio fuera de subestaciones eléctricas y medición en puntos de intercambio dentro de subestaciones eléctricas.

#### **9.4 Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)**

##### **Objetivo.**

El proyecto de inversión tiene como objetivo implementar los sistemas de medición y adquisición de datos, necesarios para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se puedan realizar de manera diaria y horaria, minimizando la incertidumbre para el MEM ocasionada por las estimaciones que se emplean actualmente. Dando cumplimiento a los requerimientos funcionales que confiere la Reforma Energética, garantizando con ello el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio de las Redes Generales de Distribución se realicen de manera correcta, transparente y en apego a lo establecido en la normativa aplicable.

##### **Descripción.**

El proyecto, Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE) Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista, es el resultado de la detección de necesidades conforme a lo establecido en los Términos de la Estricta Separación Legal de la CFE, así como cumplir con el objetivo de que los desarrolladores de proyectos potenciales, inversionistas, Integrantes de la Industria Eléctrica y demás personas interesadas en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista, estén en posibilidades de asumir compromisos y obligaciones, para ello es indispensable que el CENACE ponga a su disposición la información de dicho mercado que se encuentre en su posesión, salvo los casos en que tenga un impedimento legal para hacerlo o debido a una falla técnica fuera del control del propio CENACE. Para efectos de lo anterior, el CENACE establecerá las interfaces que permitan la captura y almacenamiento de datos,

con el objetivo de que los Integrantes de la Industria Eléctrica y los candidatos a Participantes del Mercado puedan cumplir con sus obligaciones de entregar información al CENACE.

### **Inversión y alcance.**

Para el período de 2026 a 2029 se tiene considerado la instalación de 4 465 medidores (tabla IX.9), 133 unidades concentradoras (tabla IX.10) y 1 servidor (tabla IX.11), para lo que se requiere una inversión total de 751.22 millones de pesos (tabla IX.12).

**Tabla IX.9. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (medidores).**

<b>División de CFE Distribución</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>Total</b>
Baja California	63	80	35	31	<b>209</b>
Noroeste	140	178	77	70	<b>465</b>
Norte	138	176	76	69	<b>459</b>
Golfo Norte	200	255	110	100	<b>665</b>
Centro Occidente	15	20	8	8	<b>51</b>
Centro Sur	63	80	34	31	<b>208</b>
Oriente	85	108	46	42	<b>281</b>
Sureste	119	151	65	59	<b>394</b>
Valle de México Norte	57	72	31	28	<b>188</b>
Valle de México Centro	42	54	23	21	<b>140</b>
Valle de México Sur	34	43	19	17	<b>113</b>
Bajío	103	131	57	51	<b>342</b>
Golfo Centro	82	104	45	41	<b>272</b>
Centro Oriente	37	47	20	18	<b>122</b>
Peninsular	90	114	49	45	<b>298</b>
Jalisco	77	99	43	39	<b>258</b>
<b>Nacional</b>	<b>1 345</b>	<b>1 712</b>	<b>738</b>	<b>670</b>	<b>4 465</b>

Fuente: CFE Distribución

**Tabla IX.10. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (unidades concentradoras).**

<b>División de CFE Distribución</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>Total</b>
Baja California	2	2	1	1	<b>6</b>
Noroeste	3	3	2	1	<b>9</b>
Norte	2	3	2	1	<b>8</b>
Golfo Norte	3	4	2	2	<b>11</b>
Centro Occidente	3	4	2	2	<b>11</b>
Centro Sur	3	3	2	1	<b>9</b>
Oriente	2	3	1	1	<b>7</b>
Sureste	3	3	2	1	<b>9</b>
Valle de México Norte	2	2	2	1	<b>7</b>
Valle de México Centro	2	2	1	1	<b>6</b>
Valle de México Sur	2	2	1	1	<b>6</b>
Bajío	3	3	2	1	<b>9</b>
Golfo Centro	2	3	1	1	<b>7</b>
Centro Oriente	3	3	2	1	<b>9</b>
Peninsular	2	3	2	1	<b>8</b>
Jalisco	3	4	2	2	<b>11</b>
<b>Nacional</b>	<b>40</b>	<b>47</b>	<b>27</b>	<b>19</b>	<b>133</b>

Fuente: CFE Distribución

**Tabla IX.11. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (Servidores)**

División de CFE Distribución	Servidores Divisionales
Sureste	1

Fuente: CFE Distribución

**Tabla IX.12. Acciones y esquema de Inversión del proyecto Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista**

Acción de Inversión	Inversión (MDP)				Subtotal
	2026	2027	2028	2029	
Medición para Liquidación (SIMOCE)	219.45	279.33	120.41	109.32	<b>728.51</b>
Equipos Concentradores	6.53	7.67	4.41	3.1	<b>21.71</b>
Servidores	1.00				<b>1.00</b>
<b>Total</b>	<b>226.98</b>	<b>287</b>	<b>124.82</b>	<b>112.42</b>	<b>751.22</b>

Fuente: CFE Distribución

## 9.5 Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD

### Objetivo

Las adquisiciones de equipo de comunicación como es la Radiocomunicación de voz, que incluye radios base, móviles y portátiles, así como equipos repetidores y radios de datos, incluidos en este programa, reemplazará al equipo que ha cumplido su vida útil o ha resultado dañado, con la finalidad de garantizar el desarrollo de las actividades de operación, coordinación, despacho y telemetría que realiza personal de CFE Distribución.

Este proyecto considera la adquisición del equipo antes mencionado a nivel nacional, para las 16 Divisiones de Distribución, teniendo como objeto mejorar la seguridad del personal que realiza trabajos de operación en líneas energizadas y de mantenimiento en líneas desenergizadas principalmente al contar con equipo más confiable y eficiente para la coordinación de las actividades en campo, así como mejorar los tiempos de atención a los usuarios al existir mejor coordinación entre los grupos de trabajo, con ello se reducirán los costos operativos, generando rentabilidad y valor económico para CFE Distribución y el Estado Mexicano.

### Descripción

Los equipos actualmente en operación tienen vida útil concluida o son obsoletos y poco confiables para el intercambio de información de voz y datos, debido principalmente al tiempo que tienen en operación y a que los modelos que se utilizan fueron discontinuados por los fabricantes hace varios años. El envejecimiento de sus componentes electrónicos ocasiona que sus parámetros de funcionamiento, a pesar de los ajustes que se realicen, no sean ya los óptimos, afectando con ello la calidad de las comunicaciones y requiriendo de mantenimientos más frecuentes. Esto aumenta el tiempo de trabajo que el personal de comunicaciones y control debe dedicar a estos equipos, dejando de realizar otras actividades productivas, que ocasionan retrasos al personal de campo. Así mismo, el mal funcionamiento de los equipos afecta la coordinación de trabajos y en ocasiones provoca la cancelación de las actividades programadas y de emergencia en líneas y redes de distribución.

## Inversión

La inversión necesaria para este proyecto en el horizonte 2026 – 2029 es de a 1 018.59 millones de pesos, como se muestra la tabla IX.13.

**Tabla IX.13. Inversión requerida para la adquisición del programa**

Concepto	Inversión anual (MDP)				Total
	2026	2027	2028	2029	
<b>Adquisición de equipos de Radiocomunicación de voz y datos</b>	353.07	289.38	208.13	168.01	<b>1 018.59</b>

Fuente: CFE Distribución

Con las inversiones presentadas en la tabla IX.14, se consideran las siguientes metas físicas:

**Tabla IX.14. Metas físicas**

Concepto	Año (Unidades)				Total
	2026	2027	2028	2029	
Equipos de radiocomunicación voz portátiles	1 168	953	669	541	<b>3 331</b>
Equipos de radiocomunicación voz móviles	2 874	2 348	1 663	1 335	<b>8 220</b>
Equipos de radiocomunicación voz fijos	425	336	190	157	<b>1 108</b>
Equipos de radiocomunicación voz repetidores	149	119	73	66	<b>407</b>
Equipos de radiocomunicación de datos	3 758	3 114	2 386	1 893	<b>11 151</b>
<b>Total</b>	<b>8 374</b>	<b>6 870</b>	<b>4 981</b>	<b>3 992</b>	<b>24 217</b>

Fuente: CFE Distribución

## 9.6 Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución

### Objetivo

CFE Distribución tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, así como para llevar a cabo entre otras actividades, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de distribución.

Con el objetivo de cumplir con el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a fin de garantizar la operación del SEN en condiciones de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad, de conformidad con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, es indispensable contar con Equipos de Control Supervisorio y Redes de Comunicaciones Operativas capaces de soportar los requerimientos actuales y hacia futuro en el ámbito operativo, técnico y administrativo bajo los cuales se rige el mercado eléctrico nacional (Manual TIC) y que a su vez estén basadas en estándares internacionales de los diferentes rubros técnicos y de seguridad bajo las mejores prácticas de mercado a nivel global.

### Descripción

Actualmente los equipos en operación son obsoletos para el manejo de información derivado del hecho que su software y hardware no están actualizados para el tratamiento óptimo de datos y el

manejo de aplicaciones recientes no son soportadas, lo que no permite que las comunicaciones en las redes de comunicación fluyan de manera eficiente, afectando la productividad, calidad y la disponibilidad de la información de telemetría.

**Tabla IX.15. Inversión requerida para la adquisición del programa**

Acción de Inversión	Inversión
	MDP
Equipos de Control Supervisorio	577.08
Equipos de Redes de Comunicación Operativas para Subestaciones y Centros de Control de Distribución.	645.62
<b>Total</b>	<b>1 222.70</b>

Fuente: CFE Distribución

### Inversión y alcances

La inversión por año en el periodo 2026 al 2029 se muestra en la tabla siguiente

**Tabla IX.16. Inversión por año en cada división (MDP)**

División	2026	2027	2028	2029	TOTAL
Baja California	32.19	22.45	22.26	21.54	<b>98.44</b>
Bajío	37.83	26.50	28.44	25.40	<b>118.17</b>
Centro Occidente	17.60	14.61	14.61	13.79	<b>60.61</b>
Centro Oriente	18.32	11.42	10.86	11.84	<b>52.44</b>
Centro Sur	24.35	15.39	15.39	15.39	<b>70.52</b>
Golfo Centro	37.33	16.33	8.97	5.58	<b>68.21</b>
Golfo Norte	44.49	30.48	31.69	31.41	<b>138.07</b>
Jalisco	14.46	8.30	10.74	10.74	<b>44.24</b>
Noroeste	30.77	19.72	19.37	18.33	<b>88.19</b>
Norte	25.51	20.94	19.63	19.63	<b>85.71</b>
Oriente	44.88	28.07	28.47	21.93	<b>123.35</b>
Peninsular	30.75	18.56	16.56	15.59	<b>81.46</b>
Sureste	38.13	27.75	22.07	18.64	<b>106.59</b>
Valle de México Centro	8.53	5.86	5.44	5.44	<b>25.27</b>
Valle de México Norte	18.58	5.84	4.31	4.12	<b>32.85</b>
Valle de México Sur	14.48	11.62	2.02	0.46	<b>28.58</b>
<b>TOTAL</b>	<b>438.20</b>	<b>283.84</b>	<b>260.83</b>	<b>239.83</b>	<b>1 222.70</b>

Fuente: CFE Distribución

**Tabla IX.17. Tabla Cantidad de equipos a adquirir por año.**

<b>Equipo</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>Total</b>
Ruteador Para CCD	101				<b>101</b>
Switch OT capa 2 para CCD	175				<b>175</b>
Ruteador Industrial para Subestación	193	187	188	187	<b>755</b>
Switch Industrial Capa 2 para Subestación	821	679	673	648	<b>2 821</b>
Módulo Procesador de Comunicaciones SCADA (Protocolo IEC 61850)	28	24	25	14	<b>91</b>
Módulo Procesador de Comunicaciones SCADA (Protocolo DNP)	484	399	330	309	<b>1 522</b>
Módulo de Entradas y Salidas (MCADs)	1 323	945	808	683	<b>3 759</b>
<b>Cantidad de Equipos</b>	<b>3 125</b>	<b>2 234</b>	<b>2 024</b>	<b>1 841</b>	<b>9 224</b>

Fuente: CFE Distribución

## **X. Acceso abierto a la Generación Distribuida.**

La LIE define a la Generación Distribuida (GD) como la generación de energía eléctrica que realiza un Generador Exento mediante una Central con capacidad menor a 0.5 MW y se interconecta a un circuito de distribución con alta concentración de Centros de Carga conforme a las Reglas de Mercado. La Ley de Transición Energética (LTE) extiende este concepto al de Generación Limpia Distribuida, el cual además de lo ya establecido en la LIE, indica que es la generación que se realiza a partir de energías limpias.

En su carácter de prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, la EPS CFE Distribución, en apego al Artículo 4 de la LIE, se encuentra obligada, entre otras cosas, a:

- Otorgar acceso abierto a las Redes Generales de Distribución en términos no indebidamente discriminatorios;
- Ofrecer y prestar el Suministro Eléctrico a todo aquel que lo solicite, cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- Cumplir con las obligaciones en materia de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes que al efecto se establezcan en las disposiciones aplicables.

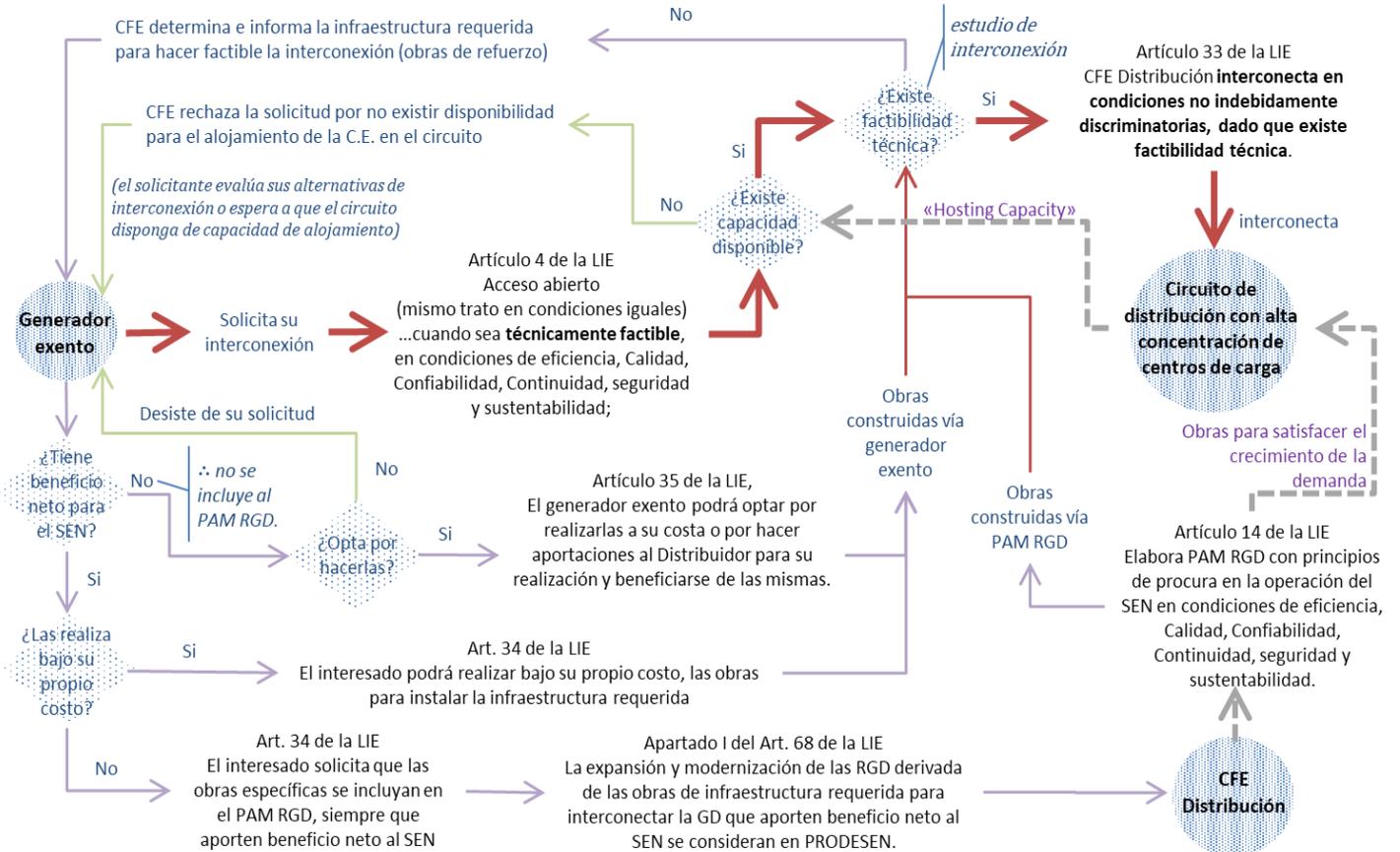
Asimismo, conforme al Artículo 33 de la LIE, se encuentra obligada a interconectar a sus redes, las Centrales Eléctricas cuyos representantes lo soliciten en condiciones no indebidamente discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible. Por lo cual, las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida que busquen conectarse a la red podrán hacerlo cuando exista factibilidad técnica y cumplan con los requisitos de interconexión y normatividad aplicable, recibiendo el mismo trato que cualquier otro que se encuentre en las mismas condiciones.

Conforme al Artículo 34 de la LIE, las solicitudes recibidas de los interesados cuyas obras específicas de infraestructura requerida para su interconexión aporten un beneficio neto al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), serán incluidas en el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD, a fin de ser consideradas en el PRODESEN conforme al apartado I del Artículo 68 de la LIE.

A la fecha de elaboración de este Programa, no se han recibido en CFE Distribución, solicitudes de este tipo. Asimismo, ya que las obras, ampliaciones o modificaciones necesarias para la interconexión que no aportan un beneficio neto al SEN no se incluyen en este Programa, de acuerdo con el Artículo 35 de la LIE, el Generador Exento deberá optar por realizarlas a su costa o por hacer aportaciones al Distribuidor para su realización y beneficiarse de las mismas, tomando en cuenta que no se construirán obras, ampliaciones o modificaciones de transmisión y distribución cuando el CENACE determine que se contraponen con las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

### **10.1 Estrategia en el proceso de planeación en materia de Generación Distribuida.**

Por lo anterior y con base en el marco regulatorio vigente, se describe en la Figura X.1 la estrategia general para considerar en el proceso de planeación de las RGD los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica asociados con la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida la cual se resume en los puntos siguientes:



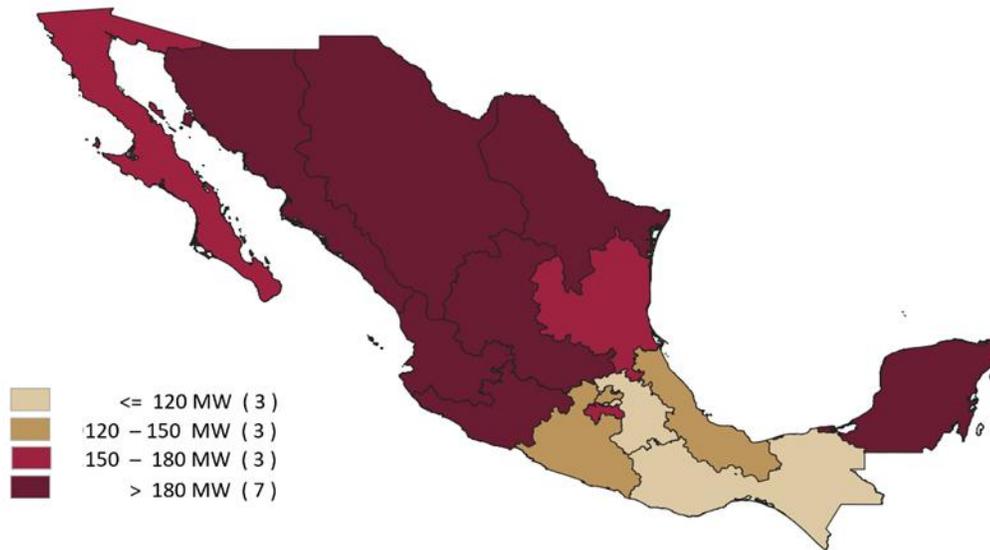
**Figura X.1 Estrategia para considerar en el proceso de planeación de las RGD los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica asociados con el incremento en la Generación Distribuida.**

1. Programar la Ampliación y Modernización de la infraestructura necesaria en las RGD para mantener las condiciones aceptables de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación de estas, conforme al Artículo 14 de la LIE.
2. Utilizar instrumentos, metodologías y procedimientos con reconocimiento internacional para evaluar periódicamente la capacidad de alojamiento o «hosting capacity» de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) en cada uno de los circuitos eléctrico de distribución en media tensión.
3. Verificar, para cada nueva solicitud de interconexión, que exista tanto “capacidad de alojamiento” disponible como factibilidad técnica a través de los estudios de interconexión correspondientes.
4. Considerar en el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD las solicitudes de los interesados la infraestructura requerida de interconexión que aporte beneficio neto al SEN.

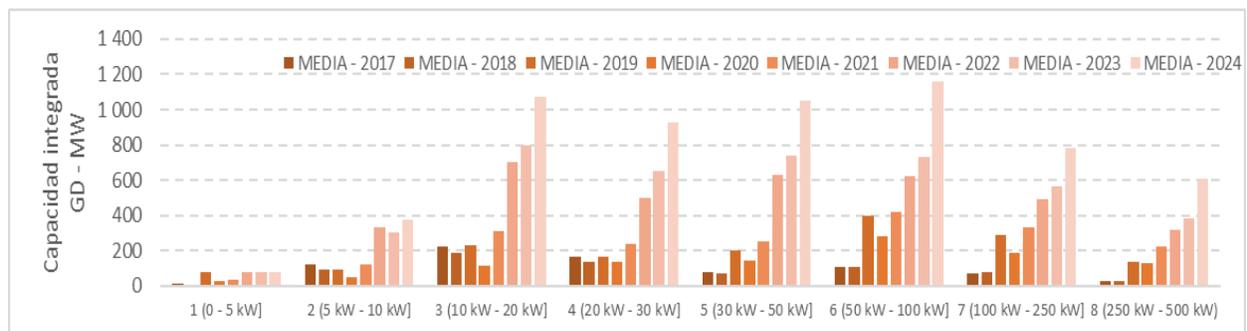
## 10.2 Estadísticas de interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.

La capacidad total acumulada en Centrales Eléctricas de Generación Distribuida ascendió, al segundo semestre de 2024, a un total de 4 447 MW, con un porcentaje de generación fotovoltaica mayor al 99.4%. La Figura X.2 muestra la capacidad integrada de GD en la República Mexicana. Ésta es mayor en las Divisiones de Distribución localizadas al norte y occidente del País además de las penínsulas, mientras que, en las Divisiones Oriente, Centro Oriente, Centro Sur y Sureste, es un nivel de integración relativo intermedio.

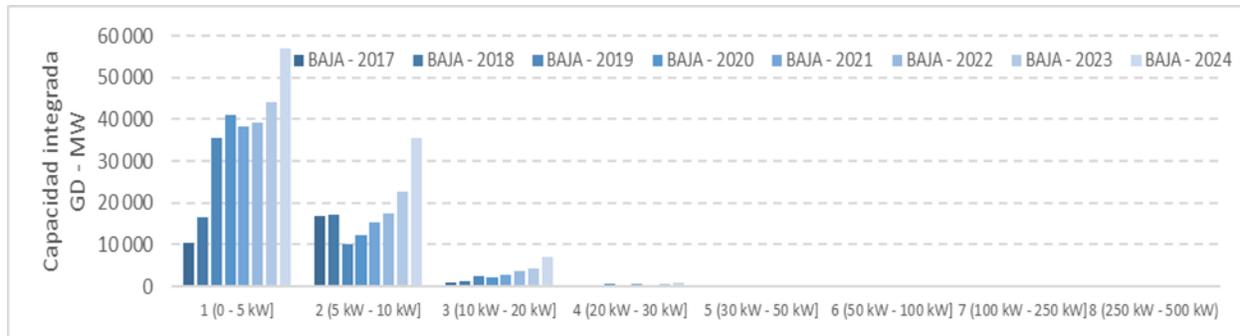
**Figura X.2 Capacidad integrada de Centrales de Generación Distribuida por División de Distribución.**



Como se muestra en la Figura X.3, Figura X.4 y Tabla X.1, en el período de 2017 a 2024 se recibieron, anualmente en promedio, 57 526 solicitudes de interconexión en baja tensión, 98.8% en capacidades menores o iguales a 10 kW.



**Figura X.3 Capacidad integrada por solicitudes de interconexión recibidas en media tensión, de 2017 a 2024.**



**Figura X.4 Capacidad integrada por solicitudes de interconexión recibidas en baja tensión, de 2017 a 2024.**

En lo que respecta a las solicitudes de interconexión de media tensión, en el mismo período, se recibieron anualmente en promedio 2 505 solicitudes, 57% con capacidad menor a 50 kW, 33% con capacidad menor a 250 kW y 9 % en el rango de 250 kW a 500 kW.

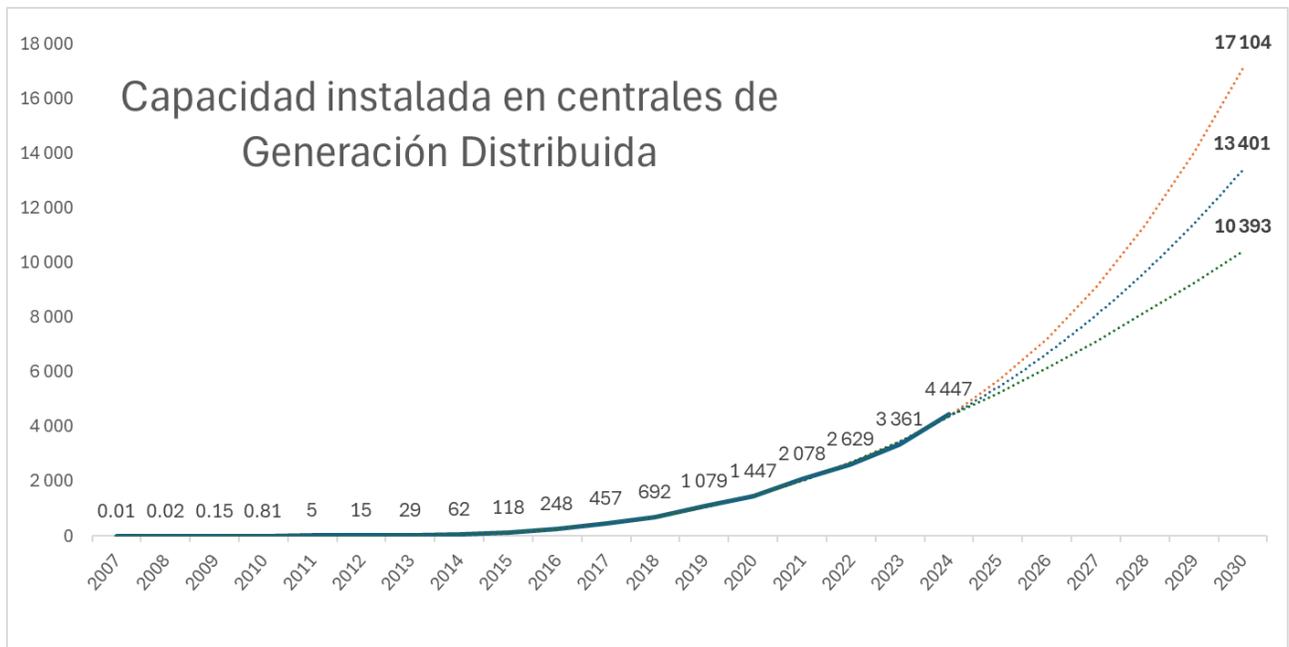
**Tabla X.1 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2024.**

Total de solicitudes	BAJA								MEDIA							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1 (0 - 5 kW)	10 298	16 609	35 467	41 141	38 322	39 211	44 055	57 042	12	7	79	25	37	80	78	78
2 (5 kW - 10 kW)	16 974	17 130	10 284	12 162	15 338	17 413	22 656	35 451	120	95	90	48	121	328	302	372
3 (10 kW - 20 kW)	1 055	1 255	2 612	2 162	2 932	3 577	4 452	7 236	221	186	230	114	309	705	799	1 069
4 (20 kW - 30 kW)	97	176	535	436	564	478	524	869	163	139	163	139	234	500	653	925
5 (30 kW - 50 kW)	73	120	294	302	327	125	160	290	76	73	202	140	250	627	741	1 050
6 (50 kW - 100 kW)									103	107	396	283	417	624	730	1 161
7 (100 kW - 250 kW)									70	80	290	189	332	495	567	781
8 (250 kW - 500 kW)									25	25	132	125	225	315	384	611
<b>Total general</b>	<b>28 497</b>	<b>35 290</b>	<b>49 192</b>	<b>56 203</b>	<b>57 483</b>	<b>60 804</b>	<b>71 847</b>	<b>100 888</b>	<b>790</b>	<b>712</b>	<b>1 582</b>	<b>1 063</b>	<b>1 925</b>	<b>3 674</b>	<b>4 254</b>	<b>6 047</b>

Fuente: Plataforma informática en materia de Generación Distribuida

### 10.3 Pronósticos de la Generación Distribuida en las RGD.

Tomando como base el año de interconexión física, en la Figura X.5 se muestra una tendencia de crecimiento en la capacidad total agregada de Centrales Eléctricas de GD para el período 2025 – 2030.



Fuente: CFE, Plataforma informática en materia de Generación Distribuida

**Figura X.5 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2030.**

De mantenerse esta tendencia, a finales de 2030 la capacidad total instalada en Centrales de GD sería del orden de 13 401 MW, con un intervalo de confianza entre 10 392 MW y 17 101 MW.

#### 10.4 Capacidad de alojamiento.

La “Capacidad de Alojamiento” determina la magnitud de la capacidad de Generación Distribuida que puede ser integrada de forma técnicamente factible a un circuito de distribución sin causar algún impacto adverso a la calidad o la confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica, bajo las condiciones actuales del circuito y sin requerir de refuerzos a su infraestructura.

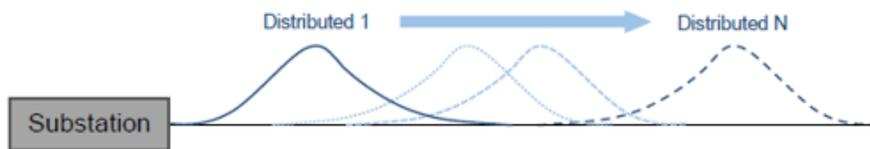
La Capacidad de Alojamiento se evalúa semestralmente para reflejar las adiciones a la infraestructura de las RGD y revisar continuamente los límites de factibilidad técnica para la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas de GD.

De acuerdo con el apartado 3.3.7 de las Bases de Mercado (DOF 08.09.2015), un circuito de distribución con una alta concentración de Centros de Carga, es aquel que en el momento de la interconexión de la Central Eléctrica o de la evaluación de la misma la Capacidad Instalada de la Central Eléctrica es menor que la demanda esperada de los Centros de Carga en el circuito de distribución al cual está conectada, en todo momento bajo las circunstancias esperadas, o bien, la instalación de la Central Eléctrica reduce o no tiene impacto en la carga máxima de cada elemento del circuito de distribución.

En el mismo apartado, se supone que todas las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 500 kW, conectadas a las RGD cumplen con los criterios antes mencionados, y que este supuesto sólo se descartará si el CENACE realiza un estudio específico que determine lo contrario. Como veremos más adelante este supuesto no se cumple en todos los casos.

La interconexión de recursos energéticos distribuidos (DERs por sus siglas en inglés) puede ocasionar problemas operativos en las RGD tales como sobrevoltajes, sobrecargas y mala coordinación de protecciones. Para lidiar con estos problemas, una solución es reforzar el sistema eléctrico, lo cual puede ser muy costoso. Otra solución es delimitar la magnitud de la penetración de DERs a su Capacidad de Alojamiento.

En este proceso se utiliza la herramienta desarrollada por el Electric Power Research Institute (EPRI) denominada Distribution Resource Integration and Value Estimation (DRIVE) para el análisis estocástico de diferentes escenarios de penetración, con los que se simula la interconexión incremental de pequeñas Centrales Eléctricas distribuidas de manera efectiva a lo largo del circuito de distribución, como se ilustra en la Figura X.6, asumiendo que la capacidad instalada en cada una de estas Centrales es menor o igual que la carga presente en cada nodo del sistema eléctrico al momento de máxima generación.



**Figura X.6 Escenarios de simulación estocástica para la distribución de la capacidad incremental de pequeñas Centrales Eléctricas a lo largo de un circuito de distribución.**

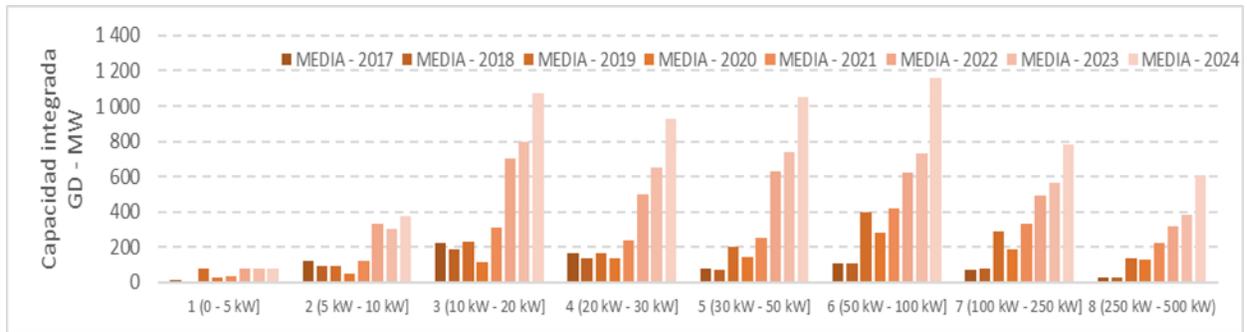
Mientras la capacidad total agregada de generación sea menor que la Capacidad de Alojamiento, entonces se considerará factible, desde el punto de vista técnico, que nuevas Centrales Eléctricas se incorporen a las RGD. De este modo se asegura que la penetración de los DERs no tendrá efectos adversos en la Calidad, Confiabilidad y Seguridad en la operación del sistema.

Los resultados de estos estudios, las estadísticas de la integración de la Generación Distribuida a las RGD, la capacidad de los circuitos de distribución, la capacidad de generación interconectada a dichos circuitos y la capacidad disponible, se dan a conocer públicamente a los interesados, conforme a lo establecido en la Resolución RES/142/2017 y de forma indicativa a través de la Plataforma Informática en materia de Generación Distribuida (<https://www.gob.mx/cre/articulos/plataforma-informatica-en-materia-de-generacion-distribuida?idiom=es>).

#### **10.4.1 Requerimientos de estudios de interconexión.**

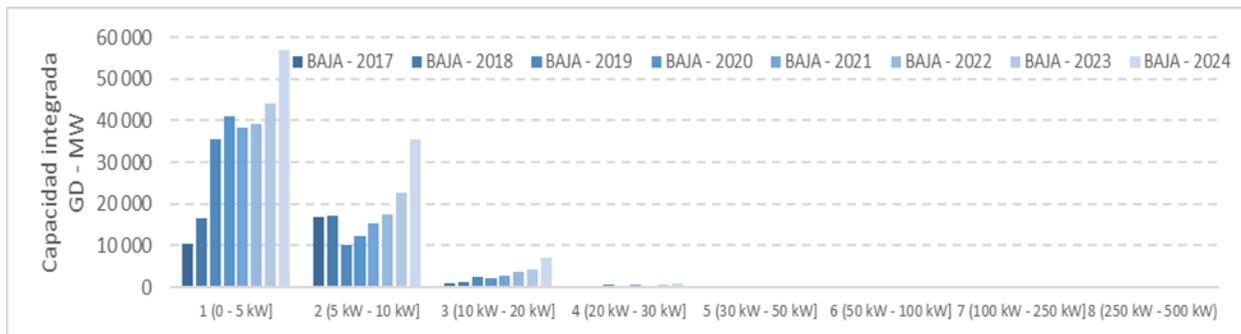
Como se observa en la Figura X.7, las Centrales de Generación Distribuida interconectadas en media tensión, muestran una clara tendencia a la instalación de capacidades superiores a los 20 kW.

Desde 2022 se ha observado un incremento en las capacidades superiores a los 20 KW, sin embargo, las centrales en el intervalo de 50 a 100 kW son las más comunes en este nivel de tensión.



**Figura X.7 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en media tensión, de 2017 a 2024.**

Por otro lado, en los sistemas de baja tensión las pequeñas Centrales Eléctricas se agrupan en rangos de capacidad menores a 10 kW. La tendencia observada es a la instalación de Centrales con capacidades menores a 5 kW.



**Figura X.8 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en baja tensión, de 2017 a 2024**

Si bien los estudios de capacidad de alojamiento garantizan la interconexión de las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida bajo condiciones establecidas. La tendencia a la concentración de la capacidad de generación en Centrales de gran capacidad da lugar a la necesidad de revisar las condiciones operativas del circuito para cada nueva solicitud, a fin de verificar la factibilidad técnica de la interconexión.

La resolución ES/142/2017 RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida en su considerando sexto señala lo siguiente:

*Segunda etapa: Consiste en la integración de la Generación Distribuida, el cambio a la segunda etapa se da cuando la capacidad integrada de Generación Distribuida supera el 5% de la capacidad total del sistema eléctrico de que se trate. Asimismo, se identifican a través de estudios, los recursos, servicios y costos requeridos por el sistema para su adopción, se destaca que identifican zonas con un elevado nivel de adopción de Generación Distribuida. Para su implementación se requiere de la revisión de la planeación y operación, así como el desarrollo de la infraestructura para su adopción. Cabe mencionar que existe escasa experiencia en el mundo en esta etapa.*

Por este motivo se realiza un análisis para cada División de Distribución que muestre y compare el nivel de penetración y la evolución de la disponibilidad de infraestructura como se muestra a continuación:

**Tabla X.2 Índice de incorporación de Generación Distribuida por División de Distribución**

División	Demanda no coincidente estimada en MW	Capacidad instalada en centrales de Generación Distribuida 2024 en MVA	Índice de incorporación de Generación Distribuida
Baja California	4 062	158	3.89%
Noroeste	5 296	326	6.16%
Norte	4 986	481	9.65%
Golfo Norte	7 816	613	7.84%
Centro Occidente	1 379	311	22.55%
Centro Sur	1 606	122	7.60%
Oriente	2 459	123	5.00%
Sureste	2 869	95	3.31%
Valle de México Norte	2 272	133	5.85%
Valle de México Centro	1 741	94	5.40%
Valle de México Sur	2 290	155	6.77%
Bajío	4 702	592	12.59%
Golfo Centro	1 992	168	8.43%
Centro Oriente	2 181	113	5.18%
Peninsular	3 001	287	9.56%
Jalisco	3 216	671	20.86%
<b>TOTAL</b>	<b>51 868</b>	<b>4 442</b>	<b>8.56%</b>

Fuente: CFE Distribución

Se observa que mientras que la División Jalisco incorpora la mayor cantidad de Capacidad Instalada a nivel nacional, la División Centro Occidente es la que tiene mayor capacidad incorporada con relación a su demanda no coincidente.

**Tabla X.3 Evolución anual de los circuitos con capacidad limitada para incorporación de Generación Distribuida**

División	Cantidad de Circuitos	Cantidad de circuitos con capacidad limitada de incorporación de Generación Distribuida 2023	Cantidad de circuitos con capacidad limitada de incorporación de Generación Distribuida 2024	Variación
Baja California	747	65	59	-6
Bajío	1 185	565	339	-226
Centro Occidente	760	104	116	12
Centro Oriente	573	147	148	1
Centro Sur	582	37	36	-1
Golfo Centro	588	157	106	-51
Golfo Norte	1 594	198	104	-94
Jalisco	779	107	96	-11
Noroeste	1 132	70	52	-18
Norte	986	159	106	-53
Oriente	703	114	117	3
Peninsular	690	82	92	10

División	Cantidad de Circuitos	Cantidad de circuitos con capacidad limitada de incorporación de Generación Distribuida 2023	Cantidad de circuitos con capacidad limitada de incorporación de Generación Distribuida 2024	Variación
Sureste	820	194	255	61
Valle de México Centro	439	5	2	-3
Valle de México Norte	513	27	27	0
Valle de México Sur	469	7	4	-3
Total	12 560	2 038	1 659	-379
Participación porcentual		16.23%	13.21%	-3%

Fuente: CFE Distribución

La capacidad de alojamiento de generación distribuida depende de diversos factores, los cuales no necesariamente pueden ser solventados con inversiones o modificaciones a la infraestructura, como es el caso de la incorporación de una capacidad instalada superior a la demanda local. Sin embargo, también se presentan los casos donde el comportamiento técnico se puede ver impactado ya sea por el comportamiento natural de la demanda, como por la incorporación de centrales de generación distribuida.

Al comparar la evolución del comportamiento técnicos en los circuitos de distribución con el porcentaje de penetración de la generación distribuida, se observa que al cierre 2024, aún no se trata de una relación directa, la División Centro Occidente a pesar de incorporar un valor porcentual representativo presentó una tendencia a la mejora en comparación con el 2023 en la cantidad de circuitos con capacidad limitada, sin embargo la División Bajío que no es la División con mayor aportación a la capacidad instalada ni la de mayor índice de penetración, contiene la mayor área de oportunidad en circuitos con capacidad de alojamiento limitada.

La evolución anual, tuvo un incremento el 0.6% con respecto al año anterior en el número de circuitos con capacidad limitada, no obstante, se observa la tendencia a la mejora de Divisiones como Sureste, Noroeste y Norte.

Para incrementar la capacidad de alojamiento en circuitos de distribución no ha sido necesario hasta el momento de un programa específico, ya que, al atender problemáticas de eficiencia y confiabilidad, se ha mantenido o incrementado como beneficio colateral la capacidad de alojamiento en las Redes Generales de Distribución.

## 10.5 Estrategias para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD.

El análisis predictivo de la penetración de la GD en los circuitos de distribución permitiría identificar las condiciones necesarias y suficientes para mitigar los impactos de la Generación Distribuida futura. Sin embargo, la información de la tendencia de crecimiento de la capacidad interconectada total resulta insuficiente para determinar los proyectos de ampliación y modernización de las RGD que serían necesarios para mitigar, en su caso, su impacto, de manera preventiva.

De acuerdo con el EPRI se podrían instrumentar algunas medidas de mitigación como las que se muestran en la Tabla X.4, que van desde mejoras a la red, hasta cambios en la forma de operarlas,

y por otra parte considerar cambios en las tecnologías utilizadas para la interconexión de los generadores.

**Tabla X.4 Medidas para mitigar el impacto de la Generación Distribuida.**

	Opción de mitigación	Impacto a la capacidad de alojamiento		
		Voltaje	Térmico	Protección
Mejoras a la RGD	Recalibración	Si	Si	No
	Cambio de tensión	Si	Si	Si
	Cambio de transformador	Si	Si	Puede ser
	Reguladores de voltaje	Si	No	No
	Comm/control (curtailment)	Si	Si	Puede ser
	Relevadores adicionales	No	No	Si
Cambios operacionales	Cambio de regulador de voltaje	Si	No	No
	Ajuste de cambiadores de taps	Si	No	No
	Modificar ajustes de relevadores	No	No	Puede ser
Soluciones tecnológicas	Control de var en inversores	Si	No	No
	Control de watt en inversores	Si	Si	Puede ser
	Control distribuido de var	Si	No	No
	Almacenamiento de energía	Si	Si	Puede ser
	Orientación de paneles FV	Si	No	No
	Respuesta a la demanda	Puede ser	Puede ser	Puede ser

Si

No

Puede ser

## 10.6 Conclusiones.

Los impactos de la interconexión de Centrales Eléctricas de GD comienzan a cobrar importancia conforme el número de Centrales se incrementa y cuando problemas operativos, tales como variaciones en la tensión de suministro o el disparo incorrecto de los equipos de protección y seccionamiento comienzan a ser evidentes.

Tradicionalmente, los factores principales que gobiernan la cantidad de GD que puede alojarse son:

- 1) Tamaño y ubicación de la GD,
- 2) Características físicas de la RGD, y
- 3) Tecnología utilizada para la GD.

Las condiciones operativas de los circuitos de distribución cambian año con año, éstos se reconfiguran y se adicionan nuevos circuitos para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, y en la ampliación y modernización de la infraestructura de las RGD se aplican diseños y

consideraciones que permiten cumplir con las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, que marca la LIE.

La Capacidad de Alojamiento no es un valor estático, éste cambiará conforme cambie la red eléctrica de distribución, semestralmente se revisan y publican los estudios de capacidad de alojamiento de cada circuito, a fin de establecer la magnitud de la capacidad de alojamiento disponible en cada circuito, adicional a lo cual se debe tomar en cuenta que existen algunos circuitos presentan restricciones específicas por alimentar cargas especiales tales como los circuitos del Metro de la CDMX, o bien que la capacidad de alojamiento puede estar limitada por el sistema de alta tensión o de la subestación que lo alimenta.

Sin bien los estudios de capacidad de alojamiento no reemplazan el análisis detallado para determinar condiciones específicas derivadas de una solicitud de interconexión, si contribuyen a determinar si se requieren estudios específicos.

Actualmente, dado el nivel de penetración al cierre 2024, no se requieren programas adicionales, con el fin único de interconectar Centrales Eléctricas de Generación Distribuida. Lo anterior significa que para el 2025 no es necesaria una inversión específica, pues las obras de recalibración, reconfiguración, optimización y construcción de nuevos circuitos, incluidas en otros programas mitigan esta problemática.

Por lo tanto, mientras no se rebasen los límites de capacidad de alojamiento determinados para cada circuito de distribución, queda garantizado el acceso abierto a las Redes Generales de Distribución en términos no indebidamente discriminatorios para la interconexión de Centrales Eléctricas de Generación.

Las áreas con problemáticas específicas identificadas en el diagnóstico como la División Bajío, o con mayor penetración como las Divisiones Centro Occidente y Jalisco, no presentan problemas en el comportamiento técnico de sus circuitos, sin embargo, se realizan estudios de detalle y propuestas de solución para mantener las condiciones óptimas de operación de las RGD, estas propuestas han resultado coincidentes con proyectos de eficiencia, confiabilidad o calidad, sin embargo se espera que en un futuro sea necesario incorporar un proyecto específico para mantener o incrementar la capacidad de alojamiento en las RGD.

Con el análisis del comportamiento técnico mostrado, se ha identificado que la ampliación de capacidad de alojamiento depende de 2 factores principales 1) el crecimiento de la demanda y 2) la infraestructura necesaria para atender dicha demanda, por este motivo, utilizando como referencia el estatus técnico al cierre 2024 y el crecimiento esperado de la demanda en los próximos 5 años, se determinó que para el 2025 no se requiere el inicio del proyecto específico, pero para el 2026 se requiere la primer inversión destinada a incrementar la capacidad de alojamiento de Generación Distribuida.

En la siguiente tabla se muestra la inversión necesaria para los años 2026 a 2028.

**Tabla X.5 Inversión para mejorar la capacidad de alojamiento de la GD en las RGD 2026 – 2028.**

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión anual [millones de pesos (MDP)]			Inversión Total [MDP]
	2026	2027	2028	
<b>Programa para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD</b>				
Proponer elementos necesarios para el alojamiento de la GD en las RGD	509	607	725	<b>1 841</b>
<b>Subtotal</b>	<b>509</b>	<b>607</b>	<b>725</b>	<b>1 841</b>

**Tabla X.6 Inversión por División para mejorar la capacidad de alojamiento de la GD 2026 – 2028.**

División	Inversión anual (MDP)			Inversión Total (MDP)
	2026	2027	2028	
Bajío	61	73	88	<b>222</b>
Centro Occidente	26	31	37	<b>94</b>
Centro Oriente	37	44	52	<b>133</b>
Centro Sur	22	26	31	<b>79</b>
Golfo Centro	39	47	56	<b>142</b>
Golfo Norte	49	59	70	<b>178</b>
Jalisco	27	32	38	<b>97</b>
Noroeste	22	26	31	<b>79</b>
Norte	40	47	57	<b>144</b>
Oriente	28	34	41	<b>103</b>
Peninsular	22	26	31	<b>79</b>
Sureste	48	58	69	<b>175</b>
Valle de México Centro	22	26	31	<b>79</b>
Valle de México Sur	22	26	31	<b>79</b>
Valle de México Norte	22	26	31	<b>79</b>
Baja California	22	26	31	<b>79</b>
<b>Total</b>	<b>509</b>	<b>607</b>	<b>725</b>	<b>1 841</b>

Fuente: CFE Distribución

**Tabla X.7 Metas de construcción y recalibración de circuitos de MT para mejorar la capacidad de alojamiento de la GD en las RGD 2026 – 2028.**

División	Construcción y Recalibración (Longitud km-c MT)			Total (Longitud km-c MT)
	2026	2027	2028	
Bajío	110	132	158	<b>400</b>
Centro Occidente	46	55	66	<b>167</b>
Centro Oriente	65	78	94	<b>237</b>
Centro Sur	38	46	56	<b>140</b>
Golfo Centro	70	84	100	<b>254</b>
Golfo Norte	88	106	127	<b>321</b>
Jalisco	47	57	68	<b>172</b>
Noroeste	38	46	56	<b>140</b>
Norte	71	85	102	<b>258</b>
Oriente	50	61	73	<b>184</b>
Peninsular	38	46	56	<b>140</b>
Sureste	86	103	124	<b>313</b>
Valle México Centro	38	46	56	<b>140</b>
Valle México Sur	38	46	56	<b>140</b>
Valle México Norte	38	46	56	<b>140</b>
Baja California	38	46	56	<b>140</b>
<b>Total</b>	<b>899</b>	<b>1 083</b>	<b>1 304</b>	<b>3 286</b>

Fuente: CFE Distribución

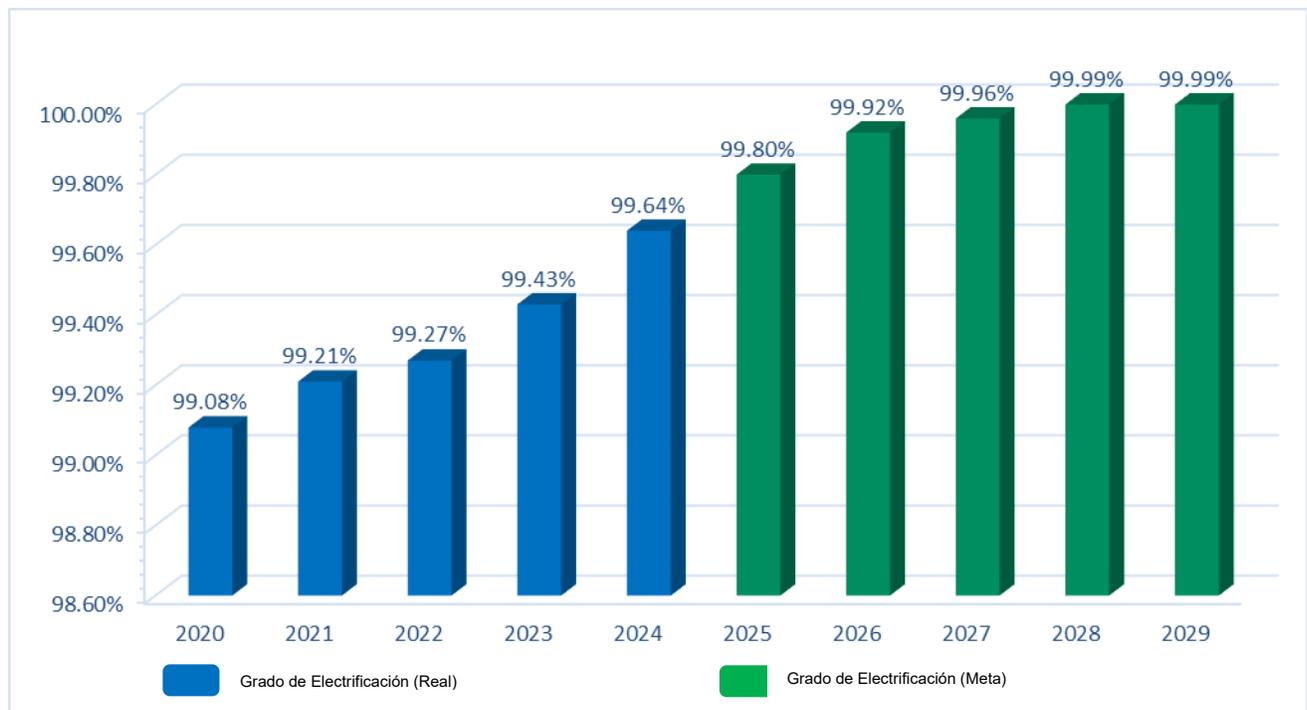
## XI. Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

El 14 de agosto de 1937 fue creada la CFE, siendo presidente el Gral. Lázaro Cárdenas del Río. Este hecho constituyó un factor clave para el desarrollo social y económico del país, ya que en ese entonces solamente el 38.2% de la población contaba con electricidad, debido a que se privilegiaba a los mercados más redituables, entre ellos los centros Urbanos.

En 1952, por acuerdo entre los gobiernos de los Estados y la CFE, se constituyeron las Juntas Estatales de Electrificación; la primera en el mismo año en el Estado de México y la última en Jalisco, en 1960. Veintitrés años después de crearse CFE, solo el 44% de la población contaba con electricidad. Esta situación favoreció que el entonces presidente Adolfo López Mateos nacionalizara la Industria Eléctrica el 27 de 1960.

El País tiene actualmente una cobertura eléctrica al cierre de 2024 del 99.64% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, estando aún pendientes de electrificar 468 150 habitantes, es decir, el 0.35% del total de la población, tanto en el ámbito rural como urbano como se observa en la Figura XI.1.

**Figura XI.1 Evolución del grado de electrificación 2020-2029.**



Fuente: CFE Distribución

## 11.1 Antecedentes.

El Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) con base en el artículo 115 de la Ley de la Industria Eléctrica, tiene como objetivo “financiar acciones de electrificación en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, así como el suministro de lámparas eficientes y el Suministro Básico a Usuarios Finales en condiciones de marginación”.

Al cierre del 2024, se construyeron 10 122 obras de electrificación convenidas con la SENER mediante el FSUE, el Instituto Nacional de Pueblos Indígenas (INPI), estados y municipios, con una inversión de 6 152 MDP, beneficiando a 512 269 habitantes en los 32 estados del País.

Para el 2025, se tiene programado construir 12 235 proyectos de electrificación financiados por el FSUE, el INPI, estados y municipios, por una inversión de 8 207 MDP, para beneficiar a 722 639 habitantes, de los cuales 9 795 proyectos corresponden al componente de Extensiones de Redes Generales de Distribución y 2 440 al componente de Instalación de Sistemas Aislados.

**Tabla XI.1. Obras de electrificación a construirse en 2025 mediante el componente de Extensiones de las Redes Generales de Distribución.**

División	No. de obras	N° de habitantes beneficiados	Inversión en millones de pesos
Baja California	94	13 974	254.34
Bajío	629	38 474	572.66
Centro Occidente	230	9 228	83.91
Centro Oriente	1 097	225 360	770.41
Centro Sur	407	17 595	266.66
Golfo Centro	916	32 234	510.11
Golfo Norte	11	708	9.63
Jalisco	215	16 900	179.80
Noroeste	349	10 721	172.54
Norte	208	10 531	305.98
Oriente	3 154	109 066	1 437.86
Peninsular	215	6 944	107.61
Sureste	1 833	126 373	1 953.61
Valle de México Centro	46	7 560	45.38
Valle de México Norte	51	6 112	49.85
Valle de México Sur	340	20 908	201.23
<b>Nacional</b>	<b>9 795</b>	<b>652 688</b>	<b>6 921.58</b>

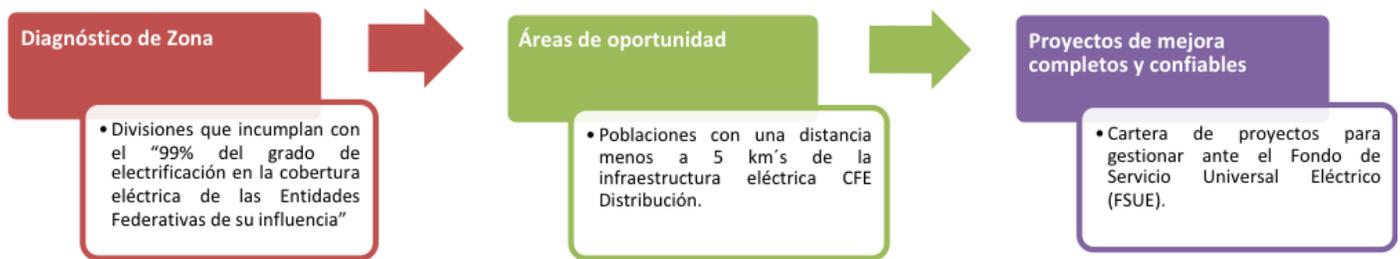
Fuente: CFE Distribución

**Tabla XI.2 Obras de electrificación a construirse en 2025 mediante el componente de Instalación de Sistemas Aislados.**

División	No. de obras	N° de habitantes beneficiados	Inversión en millones de pesos
Baja California	11	232	4.23
Bajío	141	2 488	53.59
Centro Occidente	135	4 224	79.49
Centro Oriente	1	16	0.29
Centro Sur	186	4 776	87.59
Golfo Centro	100	3 436	62.52
Golfo Norte	1	8	0.17
Jalisco	24	592	12.27
Noroeste	96	1 484	25.72
Norte	919	32 019	584.44
Oriente	704	10 504	185.21
Peninsular	18	2 224	42.57
Sureste	99	7 736	143.39
Valle México Sur	5	212	3.97
<b>Nacional</b>	<b>2 440</b>	<b>69 951</b>	<b>1 285.45</b>

Fuente: CFE Distribución

A continuación, se describe el proceso del diagnóstico, área de oportunidad y proyectos para la realización las electrificaciones, así como la planeación del grado de electrificación por División de Distribución del 2024 al 2025 ver Tabla XI.3.



**Tabla XI.3 Estadística del grado de electrificación 2024 por División de Distribución y meta al año 2025**

<b>División de Distribución</b>	<b>Grado de Electrificación 2024 (%)</b>	<b>Grado de Electrificación Meta 2025 (%)</b>
Baja California	99.17%	99.62%
Bajío	99.52%	99.86%
Centro Occidente	99.40%	99.74%
Centro Oriente	99.37%	100.00%
Centro Sur	99.59%	99.79%
Golfo Centro	99.32%	99.73%
Golfo Norte	99.53%	99.77%
Jalisco	99.44%	99.93%
Noroeste	99.63%	99.65%
Norte	99.75%	99.92%
Oriente	99.85%	99.66%
Peninsular	99.88%	99.53%
Sureste	99.95%	99.69%
Valle de México Centro	99.99%	100.00%
Valle de México Norte	99.99%	100.00%
Valle de México Sur	99.99%	99.97%
<b>Nacional</b>	<b>99.64%</b>	<b>99.80%</b>

Fuente: CFE Distribución

## Anexo 1. Proyección de las inversiones necesarias para los programas y proyectos de ampliación y modernización de las RGD que no pertenecen al MEM, para el período 2025 – 2039.

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión															Total
	[millones de pesos (MDP)]															
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	
<b>Programas de ampliación de las RGD</b>																
Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	956	987	996	991	985	992	997	983	986	991	994	997	991	986	994	14 826
Regularización de colonias populares.	37	166	165	165	165	162	167	172	177	182	187	193	199	199	202	2 538
Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2 987	3 851	3 967	4 088	4 322	4 452	4 585	4 723	4 864	5 010	5 161	5 315	5 475	5 635	5 804	70 239
Subtotal	3 980	5 004	5 128	5 244	5 472	5 606	5 749	5 878	6 027	6 183	6 342	6 505	6 665	6 820	7 000	87 603
<b>Programas de modernización de las RGD</b>																
Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	34	334	586	676	690	301	310	319	329	339	349	359	370	379	409	5 784
Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.		226	225	222	221	216	236	235	228	242	239	238	231	244	241	3 244
Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221	187	196	193	228	192	202	198	235	198	208	204	242	204	2 908
Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185	176	180	174	191	187	178	182	176	193	189	180	184	177	2 552
Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución		522	25	24	11											582
Subtotal	34	1 488	1 199	1 298	1 289	936	925	934	937	992	979	994	985	1 049	1 031	15 070
<b>Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD</b>																
Operación remota y automatismo en redes de distribución.	305	374	350	374	350	352	355	349	354	341	332	321	309	309	402	5 177
Escalamiento de la medición a AMI.		205	197	199	198											799
Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.		271	270													541
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)		227	287	125	112											751
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD		353	289	208	168											1 018
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución		438	284	261	240											1 223
Subtotal	305	1 868	1 677	1 167	1 068	352	355	349	354	341	332	321	309	309	402	9 509
<b>Programa para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD</b>																
Proponer elementos necesarios para el alojamiento de la GD en las RGD		509	607	725												1 841
Subtotal	0	509	607	725	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 841
<b>Total</b>	4 319	8 869	8 611	8 434	7 829	6 894	7 029	7 161	7 318	7 516	7 653	7 820	7 959	8 178	8 433	114 023

Fuente: CFE Distribución  
Cantidades redondeadas a millones de pesos