



*Comisión Federal de Electricidad®
Distribución*

**Programa de Ampliación y Modernización de las
Redes Generales de Distribución que no
correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
2024 – 2038**

Junio 2024

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.....	17
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 _D).....	22
5.1.2	Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (SAIFI _D).....	22
5.1.3	Índice de la duración promedio de las interrupciones en los usuarios afectados (CAIDI _D). 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.	28
5.3.2	Pérdidas técnicas.....	29
5.3.3	Pronóstico de pérdidas técnicas.....	32
5.3.4	Pérdidas no técnicas.	33
5.4	Equipamiento para la medición de la energía eléctrica.	34
VI.	Resumen de inversiones para la ampliación y modernización de las RGD.....	36
VII.	Programas de ampliación de las RGD.	37
7.1	Incremento de la Eficiencia Operativa en las Redes Generales de Distribución Mediante la Reducción de Pérdidas Técnicas.....	37

7.2	Regularización de colonias populares.....	40
7.3	Programa para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.....	41
VIII.	Programas de modernización de las RGD.....	43
8.1	Programa para modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT). 43	
8.2	Programa para la modernización interruptores de potencia de media tensión (MT) en subestaciones de las RGD.....	47
8.3	Programa para la modernización transformadores de distribución de media tensión a baja tensión (MT/BT) de las RGD.....	48
8.4	Programa para incrementar la confiabilidad y calidad en las Redes Generales de Distribución.....	50
8.5	Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución.....	52
IX.	Proyectos específicos de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución. 53	
9.1	Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.....	53
9.2	Conexión de la Isla de Holbox.....	57
X.	Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD.....	61
10.1	Operación remota y automatismo en las Redes Generales de Distribución.....	63
10.2	Escalamiento de la medición a AMI.....	64
10.3	Gestión del balance de energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.....	65
10.4	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE).....	68
10.5	Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD.....	70
10.6	Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución.....	71
XI.	Acceso abierto a la Generación Distribuida.....	74
11.1	Estrategia en el proceso de planeación en materia de Generación Distribuida.....	74
11.2	Estadísticas de interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.....	76
11.3	Pronósticos de la Generación Distribuida en las RGD.....	78
11.4	Capacidad de alojamiento.....	78
11.4.1	Requerimientos de estudios de interconexión.....	79
11.5	Estrategias para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD.....	82
11.6	Conclusiones.....	84
XII.	Fondo de Servicio Universal Eléctrico.....	87
12.1	Antecedentes.....	88
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 2024 – 2038.....		91

Índice de Tablas.

Tabla III.1 Estadísticas de las Divisiones de Distribución 2012 y 2023.	8
Tabla III.2 Datos de transformadores a diciembre de 2023.	9
Tabla III.3. Datos de redes de distribución 2023.	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 2024 – 2038 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.	28
Tabla V.4 Clasificación de pérdidas técnicas por componente de las RGD (TWh/año).	30
Tabla V.5 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2022 vs. 2023.	31
Tabla V.6 Área de oportunidad para cumplir el 5% de pérdidas técnicas de energía.	32
Tabla V.7 Estadística de actividades sustantivas del proceso de medición.	35
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 2024-2028.	36
Tabla VII.1 Resumen de inversiones de los programas de ampliación de las RGD.	37
Tabla VII.2. Incremento en la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas Técnicas para 2024, por División de Distribución.	38
Tabla VII.3. Incremento en la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas Técnicas para 2024, por concepto de inversión.	39
Tabla VII.4. Programa de inversión para regularización de colonias populares 2024-2028.	40
Tabla VII.5. Metas del proyecto regularización de colonias populares 2024-2028.	40
Tabla VII.6 Inversión y metas físicas para el programa de para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.	42
Tabla VIII.1 Resumen de inversiones de los programas de modernización de las RGD.	43
Tabla VIII.2. Inversión y alcance del programa de modernización de subestaciones de Distribución.	44
Tabla VIII.3 Elementos de transformación que requieren reemplazo.	45
Tabla VIII.4 Alcances del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.	48
Tabla VIII.5 Inversión necesaria del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.	48
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.	49
Tabla VIII.7 Monto ejercido en los años 2022 y 2023 para trabajos de mantenimiento (instalación de apartarrayos, aislamiento, poda y brecha de árboles).	50
Tabla VIII.8 Inversión para mejorar la confiabilidad en Redes Generales de Distribución 2025 – 2028.	51
Tabla VIII.9 Metas físicas para mejorar la confiabilidad 2025 – 2028 en las 16 Divisiones de Distribución.	51

Tabla VIII.10 Metas físicas para mejorar la calidad de la energía en las RGD Bancos de capacitores	52
Tabla IX.1 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 1989 a 2020.....	55
Tabla IX.2 Inversión aproximada ejercida en el año 2023 para el cierre del proyecto de reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.....	57
Tabla IX.3 Capacidad firme instalada con derrateo, contra la Demanda máxima al año 2020 y la esperada al 2023, Fecha de Entrada en Operación (FEO) del proyecto.....	58
Tabla IX.4 Costos de la generación en la Isla Holbox.....	58
Tabla IX.5 Inversión aproximada ejercida en el año 2023 para el cierre del proyecto de conexión de la Isla Holbox.....	60
Tabla X.1 Proyectos de REI de las RGD.....	61
Tabla X.2 Resumen de inversiones de los proyectos de REI de las RGD.....	63
Tabla X.3. Inversión y metas físicas para la instalación de EPROSEC telecontrolados.....	64
Tabla X.4. Monto de inversión para el escalamiento de la medición (millones de pesos) por División.....	64
Tabla X.5. Cantidad de servicios.....	65
Tabla X.6 Necesidades de equipos para la medición de Puntos de Entrega / Puntos de Recepción para el Mercado Eléctrico Mayorista.....	66
Tabla X.7 Inversión requerida del proyecto Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.....	66
Tabla X.8. Equipamiento necesario para la trayectoria de los circuitos de media tensión.....	66
Tabla X.9. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (medidores).....	69
Tabla X.10. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (unidades concentradoras).....	69
Tabla X.11. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (Servidores).....	70
Tabla X.12. Acciones y esquema de Inversión del proyecto Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.....	70
Tabla X.13. Inversión requerida para la adquisición del programa.....	71
Tabla X.14. Metas físicas.....	71
Tabla X.15. Inversión requerida para la adquisición del programa.....	72
Tabla X.16. Inversión por año en cada división (MDP).....	72
Tabla X.17. Tabla Cantidad de equipos a adquirir por año.....	73
Tabla XI.1 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2023.....	77
Tabla XI.2 Índice de incorporación de Generación Distribuida por División de Distribución.....	81
Tabla XI.3 Evolución anual de los circuitos con capacidad limitada para incorporación de Generación Distribuida.....	81
Tabla XI.4 Medidas para mitigar el impacto de la Generación Distribuida.....	83
Tabla XI.5 Inversión para mejorar la capacidad de alojamiento de la GD en las RGD 2026 – 2028.....	85
Tabla XI.6 Inversión por División para mejorar la capacidad de alojamiento de la GD 2026 – 2028.....	85
Tabla XI.7 Metas de construcción y recalibración de circuitos de MT para mejorar la capacidad de alojamiento de la GD en las RGD 2026 – 2028.....	86
Tabla XII.1. Obras de electrificación a construirse en 2024 – 2025 mediante el componente de Extensiones de las Redes Generales de Distribución.....	88
Tabla XII.2 Obras de electrificación a construirse en 2024- 2025 mediante el componente de Instalación de Sistemas Aislados.....	89
Tabla XII.3 Estadística del grado de electrificación 2023 por División de Distribución y meta al año 2024.....	90

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 IV.3 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2029..	16
Figura V.1 Componentes principales de las RGD.....	21
Figura V.2. Cumplimiento del indicador SAIDI _D por División de Distribución.....	22
Figura V.3 Cumplimiento del indicador SAIFI _D por División de Distribución.....	23
Figura V.4 Cumplimiento del indicador CAIDI _D 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.....	27
Figura V.7 Correspondencia entre el crecimiento de las energías ingresadas y entregadas por las RGD, por División de Distribución.	29
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.	33
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.	34
Figura VIII.1 Curva de daño de elementos de transformación de alta a media tensión.....	44
Figura IX.1 Ubicación geográfica del cable submarino que será reemplazado.	53
Figura IX.2 Diagrama unifilar de circuitos BNP-53140 y BNP-53130.	54
Figura IX.3 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 2007 a 2020.....	56
Figura IX.4 Fallas por arrastre e impacto de ancla.	56
Figura IX.5 Falla ocasionada por propela de una embarcación.	56
Figura IX.6 Instalaciones actuales de las unidades de generación en Isla Holbox.....	59
Figura IX.7 ubicación geográfica del proyecto.	60
Figura X.1. Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI) en distribución.	62
Figura X.2. Esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista	67
Figura XI.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.....	75
Figura XI.2 Capacidad integrada de Centrales de Generación Distribuida por División de Distribución.	76
Figura XI.3 Solicitudes de interconexión recibidas en media tensión, de 2017 a 2023.	77
Figura XI.4 Solicitudes de interconexión recibidas en baja tensión, de 2017 a 2023.	77
Figura XI.5 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2029..	78
Figura XI.6 Escenarios de simulación estocástica para la distribución de la capacidad incremental de pequeñas Centrales Eléctricas a lo largo de un circuito de distribución.....	79
Figura XI.7 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en media tensión, de 2017 a 2023.	80
Figura XI.8 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en baja tensión, de 2017 a 2023.....	80
Figura XII.1 Evolución del grado de electrificación 2020-2036.....	87

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** 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 2023 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 mayor o igual a 69 kV.

El **Capítulo IV** describe los supuestos utilizados para la planificación de las RGD, el pronóstico 2024 – 2038 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 2023 con respecto a la Confiabilidad, Calidad y Eficiencia de las RGD, y presenta el Diagnóstico de los indicadores siguientes: SAIDI_D, SAIFI_D, CAIDI_D, 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 2023 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 describen los proyectos específicos que incluyen la sustitución del cable submarino que alimenta a Isla Mujeres, en Quintana Roo, así como la sustitución de la generación local con base en combustóleo de la Isla de Holbox, mediante un cable submarino que permita suministrar la demanda actual y futura de las RGD instalada en el lado continental del estado de Quintana Roo, en la península de Yucatán.

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

El **Capítulo XI** 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 XII** 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)”*.

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 2023.

Tabla III.1 Estadísticas de las Divisiones de Distribución 2012 y 2023.

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
	2023	5 438	736	21 606	5 116	2 032	18 276
	% anual	9.43%	1.39%	2.38%	0.95%	2.96%	3.46%
Noroeste	2012	4 996	897	36 694	5 270	1 823	16 089
	2023	6 781	1 109	42 343	6 592	2 284	23 571
	% anual	2.82%	1.95%	1.31%	2.06%	2.07%	3.53%
Norte	2012	4 956	762	38 679	2 366	1 896	16 557
	2023	6 884	963	41 142	2 671	2 415	24 624
	% anual	3.03%	2.15%	0.56%	1.11%	2.23%	3.67%
Golfo Norte	2012	8 070	1 199	28 054	5 427	2 919	30 792
	2023	10 349	1 560	47 661	6 409	3 732	45 120
	% anual	2.29%	2.42%	4.94%	1.52%	2.26%	3.53%
Centro Occidente	2012	1 932	628	22 040	1 919	1 968	9 369
	2023	2 356	759	32 647	2 414	2 590	12 442
	% anual	1.82%	1.74%	3.64%	2.11%	2.53%	2.61%
Centro Sur	2012	3 093	496	30 172	2 507	2 152	8 134
	2023	3 454	582	39 438	2 936	3 193	10 183
	% anual	1.01%	1.46%	2.46%	1.44%	3.65%	2.06%
Oriente	2012	3 407	556	32 995	2 413	2 634	11 027
	2023	3 983	690	45 734	2 887	3 329	14 511
	% anual	1.43%	1.98%	3.01%	1.64%	2.15%	2.53%
Sureste	2012	3 169	626	56 063	2 808	3 174	8 234
	2023	4 195	812	66 354	3 900	4 071	11 316
	% anual	2.58%	2.39%	1.54%	3.03%	2.29%	2.93%
Valle de México Norte	2012	4 305	309	8 311	2 617	2 260	10 664
	2023	4 680	500	10 540	3 408	3 106	12 798
	% anual	0.76%	4.47%	2.18%	2.43%	2.93%	1.67%
Valle de México Centro	2012	3 630	358	3 471	2 649	1 907	8 572
	2023	3 877	443	5 771	3 563	2 167	8 703
	% anual	0.60%	1.96%	4.73%	2.73%	1.17%	0.14%
Valle de México Sur	2012	4 312	323	9 583	2 482	2 134	9 673
	2023	4 655	469	11 409	3 781	2 924	11 468
	% anual	0.70%	3.45%	1.60%	3.90%	2.91%	1.56%
Bajío	2012	5 067	944	60 173	3 632	3 632	21 670
	2023	6 801	1 166	69 044	4 783	4 944	33 643
	% anual	2.71%	1.94%	1.26%	2.53%	2.84%	4.08%
Golfo Centro	2012	2 311	436	28 306	2 470	1 685	10 236
	2023	3 025	576	31 647	2 826	2 155	14 418
	% anual	2.48%	2.56%	1.02%	1.23%	2.26%	3.16%
Centro Oriente	2012	3 107	466	25 095	2 073	2 593	12 182
	2023	3 909	573	28 117	2 674	3 543	16 103
	% anual	2.11%	1.90%	1.04%	2.34%	2.88%	2.57%
Peninsular	2012	2 832	509	17 483	1 982	1 468	8 173
	2023	4 386	661	21 953	2 582	2 205	14 254
	% anual	4.06%	2.40%	2.09%	2.43%	3.77%	5.19%

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
	2023	5 041	759	36 059	3 469	3 595	17 816
	% anual	3.32%	2.82%	4.03%	1.99%	2.70%	3.25%
Total	2012	60 724	9 700	437 145	48 019	36 400	206 480
	2023	79 812	12 358	551 465	60 010	48 286	289 247
	% anual	2.52%	2.23%	2.13%	2.05%	2.60%	3.11%

Fuentes: CFE Distribución, SIAD e Informes oficiales de la Gestión Comercial

En la Tabla III.2 se muestra el número y capacidad de las unidades de transformación instaladas en subestaciones y RGD a diciembre de 2023, mientras que en la Tabla III.3, la longitud de las líneas de distribución instaladas a diciembre de 2023, por nivel de tensión.

Tabla III.2 Datos de transformadores a diciembre de 2023.

Cantidad total de Transformadores		
Nivel	Número de transformadores	MVA
Transformadores de Potencia de alta a media tensión	3 296	79 812
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1 640 728	60 010

Fuente: CFE Distribución, SIAD.

Tabla III.3. Datos de redes de distribución 2023.

Cantidad total de Líneas	
Nivel de tensión en kilovoltios	Longitud en km
2.4 kV a 34.5 kV	551 465
Baja tensión	342 741

Fuente: CFE Distribución, SIAD

3.2 Infraestructura de medición.

A diciembre de 2023 la CFE Distribución registró, a nivel nacional, un total de 48.29 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 2023, por División de Distribución.

Actualmente, en 35.4 millones de servicios del Suministro Eléctrico se utilizan medidores electrónicos de diferentes tecnologías: 44.96 % de medidores de autogestión, 1.10 % de medidores multifunción de media y alta tensión, 4.67 % de medidores son de infraestructura avanzada de medición (AMI) y 0.37 % de medidores "escalados". Sin embargo, existen 12.66 millones de medidores, utilizados actualmente por CFE Distribución que son de tipo electromecánico, éstos representan el 26.22 % del total de servicios de Suministro Eléctrico. Por otra parte, 193 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 0.40 % 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)	21.71	44.96
Electromecánico	12.66	26.22
Electrónico Básico	10.76	22.28
Multifunción Media y Alta Tensión	0.53	1.10
Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)	2.25	4.67
Escalados	0.18	0.37
Sin medición	0.19	0.40
Total	*48.29	100.00

Fuente: CFE Distribución: SICOM
*Los montos pueden variar debido a 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	903 216	0	454 465	35 381	32 249	1 425 311	598 688	8 173	2 032 172	70.1%
Noroeste	1 003 946	0	741 499	40 768	41 468	1 827 681	446 774	9 193	2 283 648	80.0%
Norte	1 274 900	0	567 551	14 129	59 232	1 915 812	486 167	13 399	2 415 378	79.3%
Golfo norte	1 507 131	0	861 762	31 824	88 380	2 489 097	1 227 808	15 003	3 731 908	66.7%
Centro Occidente	1 091 591	0	810 186	15 631	24 780	1 942 188	632 579	15 301	2 590 068	75.0%
Centro sur	1 696 309	0	740 450	136 524	15 607	2 588 890	594 689	8 938	3 192 517	81.1%
Oriente	1 583 589	0	743 162	22 368	20 684	2 369 803	947 244	12 230	3 329 277	71.2%
Sureste	1 508 834	0	840 003	120 577	21 298	2 490 712	1 568 845	11 721	4 071 278	61.2%
Valle de México Norte	1 804 832	180 000	334 439	396 248	12 075	2 727 594	378 356	399	3 106 349	87.8%
Valle de México Centro	958 995	0	190 138	589 892	11 401	1 750 426	415 730	375	2 166 531	80.8%
Valle de México Sur	1 364 279	0	555 912	543 568	12 282	2 476 041	447 691	444	2 924 176	84.7%
Bajío	1 916 806	0	981 243	75 827	70 603	3 044 479	1 854 464	44 985	4 943 928	61.6%
Golfo centro	842 770	0	529 318	2 473	24 578	1 399 139	737 581	18 727	2 155 447	64.9%
Centro oriente	1 757 945	0	898 061	18 218	19 783	2 694 007	842 309	6 684	3 543 000	76.0%
Peninsular	962 943	0	637 378	98 606	35 403	1 734 330	462 833	7 791	2 204 954	78.7%
Jalisco	1 530 928	0	871 520	111 228	42 547	2 556 223	1 018 773	19 899	3 594 895	71.1%
Nacional	21 709 014	180 000	10 757 087	2 253 262	532 370	35 431 733	12 660 531	193 262	48 285 526	73.4%

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 máxima en subestaciones de distribución (PDS) se prepara en colaboración con el CENACE, contando como insumo con las demandas máximas mensuales registradas en el período enero-agosto de 2023 y estimaciones realizadas para el período septiembre-diciembre de 2023. 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 2023 la SENER ha instruido la ejecución de 168 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 32 nuevos requerimientos de subestaciones en el PDS 2024 – 2038, los cuales se revisaron con el CENACE para su identificación en el Programa de Ampliación y Modernización de las RNT y RGD que pertenecen al MEM 2024-2038.

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 colectivas 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 2024-2028 y el horizonte a largo plazo, 2038. La tasa de crecimiento anual promedio (TMCA_H) observada en los últimos 3 años, a nivel nacional, fue del 3.65%; asimismo, se espera un crecimiento promedio anual del 2.66 % para los próximos 5 años, y del 2.23% para los próximos 15 años, de acuerdo con un modelo de crecimiento geométrico.

Tabla IV.1. Pronóstico 2024 – 2038 de la demanda máxima no coincidente en las Redes Generales de Distribución.

División de Distribución	Historial (MW)			Pronóstico (MW)						Tasa Media de Crecimiento Anual (%)		
	2021	2022	2023 ^{1/}	2024	2025	2026	2027	2028	2038	TMCA _H últimos 3 años (2021 – 2023)	TMCA _F a 5 años (2024 – 2028)	TMCA _F a 15 años (2024 – 2038)
Baja California	3 638	3 742	3 863	3 946	4 035	4 121	4 194	4 257	4 917	3.05%	1.96%	1.62%
Noroeste	4 806	4 860	5 186	5 334	5 448	5 569	5 684	5 809	7 119	3.88%	2.29%	2.13%
Norte	4 455	4 623	4 816	4 973	5 097	5 212	5 324	5 457	6 654	3.97%	2.53%	2.18%
Golfo Norte	6 630	7 098	7 470	7 701	7 937	8 156	8 369	8 578	10 556	6.15%	2.80%	2.33%
Centro Occidente	1 246	1 273	1 332	1 388	1 431	1 470	1 503	1 533	1 869	3.39%	2.85%	2.28%
Centro Sur	1 523	1 537	1 567	1 584	1 614	1 649	1 686	1 721	2 069	1.43%	1.89%	1.87%
Oriente	2 246	2 266	2 323	2 373	2 417	2 454	2 490	2 526	2 985	1.69%	1.69%	1.69%
Sureste	2 483	2 569	2 698	2 762	2 804	2 835	2 878	2 924	3 459	4.25%	1.62%	1.67%
Valle de México Norte	2 385	2 367	2 366	2 410	2 457	2 503	2 547	2 590	3 076	-0.41%	1.83%	1.76%
Valle de México Centro	1 578	1 623	1 645	1 692	1 804	1 795	1 838	1 880	2 336	2.09%	2.71%	2.37%
Valle de México Sur	2 282	2 258	2 278	2 326	2 310	2 408	2 456	2 502	3 031	-0.08%	1.89%	1.92%
Bajío	4 297	4 398	4 539	4 772	4 988	5 162	5 305	5 441	6 672	2.78%	3.69%	2.60%
Golfo Centro	1 724	1 791	1 923	2 026	2 121	2 203	2 287	2 372	3 272	5.60%	4.29%	3.61%
Centro Oriente	1 986	1 997	2 044	2 084	2 126	2 164	2 197	2 234	2 624	1.46%	1.79%	1.68%
Peninsular	2 430	2 536	2 788	2 931	3 057	3 196	3 308	3 422	4 433	7.12%	4.18%	3.14%
Jalisco	2 783	2 904	3 108	3 276	3 430	3 541	3 634	3 706	4 487	5.68%	3.58%	2.48%
Total	46 491	47 842	49 946	51 578	53 076	54 438	55 700	56 952	69 559	3.65%	2.66%	2.23%

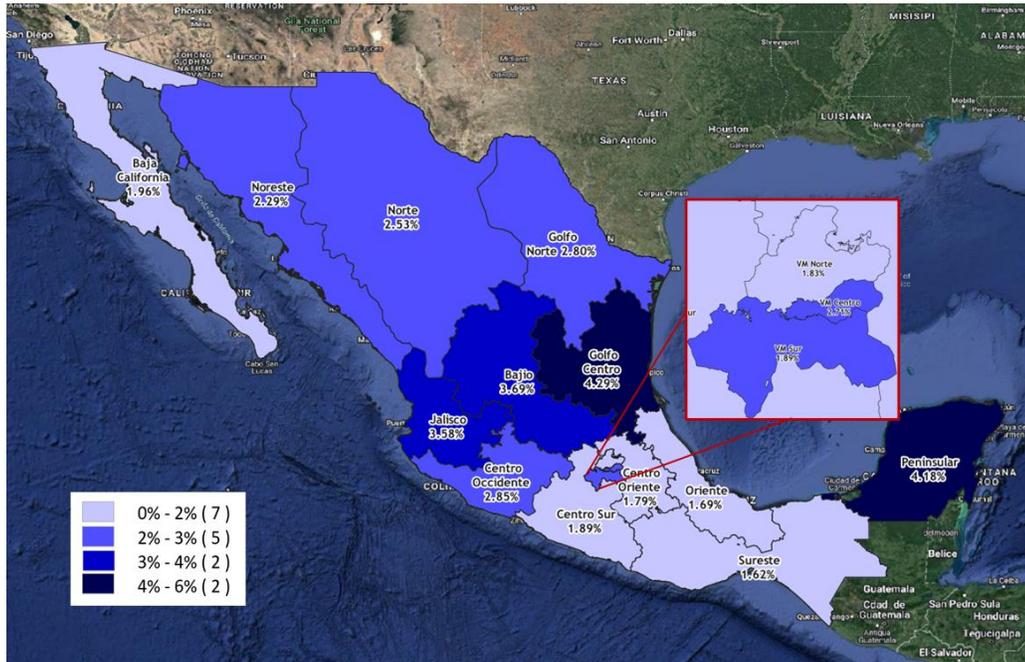
Nota: 1/ Información real demanda máximas mensuales a enero-agosto de 2023 (MWh/h), estimado septiembre-diciembre de 2023.
Fuente CENACE: PDS, Escenario de Planeación, 2024 – 2038 – 2043

En lo que respecta al período de corto plazo: 2024-2028, las Divisiones de Distribución Golfo Centro y Peninsular presentarían la mayor tasa de crecimiento con el 4.29% y 4.18%, respectivamente. Las Divisiones Bajío y Jalisco, presentarían un crecimiento del 3.69% y 3.58% respectivamente. En las Divisiones Noroeste, Norte, Valle de México Centro, Golfo Norte y Centro Occidente, se espera un crecimiento entre el 2.29% y el 2.85%, y en las Divisiones: Sureste, Oriente, Centro Oriente, Valle de México Norte, Valle de México Sur, Centro Sur y Baja California éste será entre 1.62 % y 1.96 %.

Para el período de largo plazo: 2024 – 2038, las Divisiones Golfo Centro y Peninsular presentan una tasa de 3.61% y 3.14% respectivamente, siete Divisiones: Noroeste, Norte, Centro Occidente, Golfo Norte, Valle de México Centro, Jalisco y Bajío, presentan una tasa entre 2.13 % y 2.60 % y en siete Divisiones: Baja California, Sureste, Centro Oriente, Oriente, Valle de México Norte, Centro Sur y Valle de México Sur, la tasa se encuentra entre 1.62% y 1.92%.

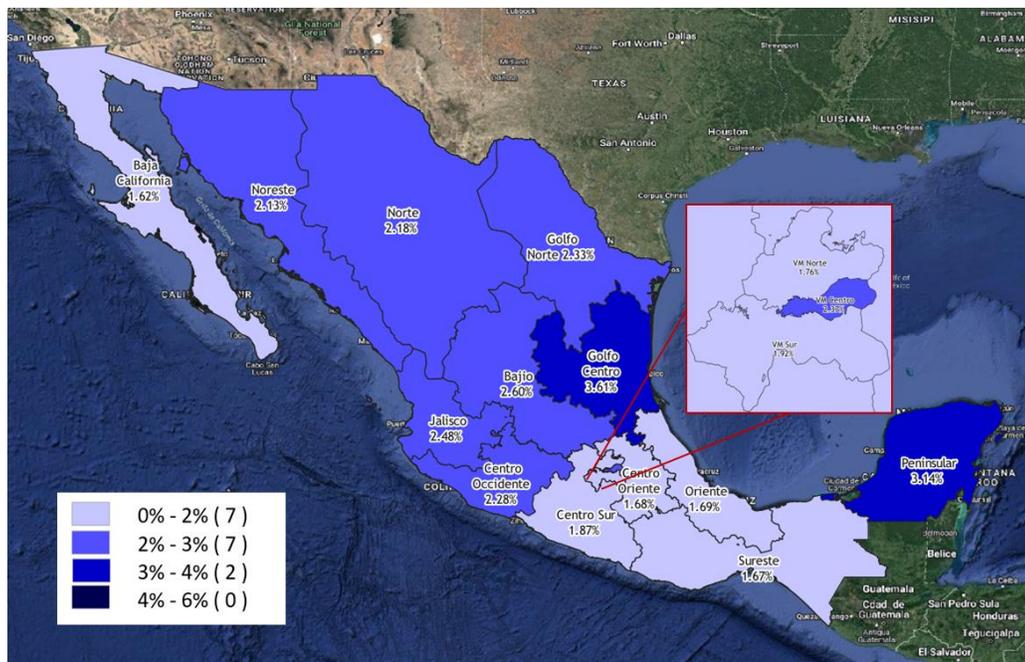
La Figura IV.1 muestra la distribución geográfica, por División de Distribución, de la tendencia de crecimiento de la demanda máxima en el corto plazo: 2024-2028, mientras que en la Figura IV.2 se

muestra dicha distribución a largo plazo: 2024 – 2038. Como se observa, el mayor crecimiento se concentra en la península de Yucatán, así como en el norte del País.



Fuente CENACE: PDS Escenario de planeación 2024 – 2038

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 2024 – 2038

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

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 2023, la capacidad instalada en generación limpia distribuida creció a un valor de 3,361MW, con un porcentaje de 99.3% 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 2029 se espera una capacidad instalada de 10 916 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 2007-2029

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 10.53 %, 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 el 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 y 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 valorizados 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 servida en falla (BENS): 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 (VENS) 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): Representa la tasa de interés que, aplicada al vector de flujo neto, iguala los beneficios con los costos, resulta en un valor presente igual a cero. En otras palabras, indica la tasa de interés de oportunidad para la cual el proyecto apenas será rentable.

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 _D) (\$/kWh) ^{/1}	Precio Marginal Local (PML _D) Promedio [\$/kWh] ^{/2}	Paridad pesos / dólar ^{/3}	Tasa de descuento % anual ^{/4}	Precio medio de la energía no servida \$ / kWh ^{/5}
Baja California	0.77	1.64	19.75	10.53%	51.35
Noroeste	0.82	0.74			
Norte	1.32	0.81			
Golfo Norte	0.79	0.81			
Centro Occidente	1.42	0.96			
Centro Sur	1.49	1.03			
Oriente	1.44	1.00			
Sureste	1.26	1.07			
Valle de México Norte	0.90	0.99			
Valle de México Centro	0.70	1.00			
Valle de México Sur	0.87	1.01			
Bajío	1.05	0.94			
Golfo Centro	1.08	0.90			
Centro Oriente	1.32	1.01			
Peninsular	0.98	1.29			
Jalisco	1.51	0.94			
Nacional	1.11	1.01			

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 2023 publicadas en el DOF el 08/02/2023.

/2 Este monto se obtiene como el promedio anual de los PML 2022 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 2023.

/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 11 de abril de 2023.

/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_D, SAIFI_D y CAIDI_D; 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 _b	Índice de la duración anual promedio de las interrupciones en Distribución.	≤ 50 minutos	Anual
	SAIFI _b	Índice de la Frecuencia promedio anual de las interrupciones en Distribución por usuario final.	≤ 0.94 interrupciones	Anual
	CAIDI _b	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 2023.

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 2023, la necesidad de los proyectos de ampliación y modernización para el período 2024 – 2038, 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.

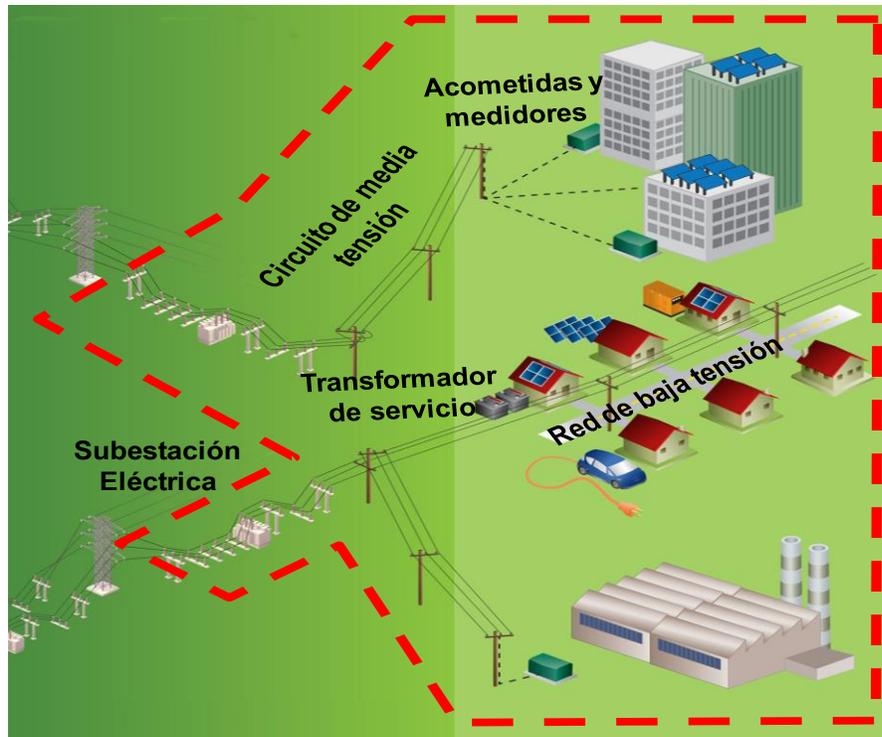


Figura V.1 Componentes principales de las RGD.

5.1 Confiabilidad.

La Tabla V.1 muestra los indicadores de Confiabilidad: SAIDI_D, SAIFI_D y CAIDI_D, observados a diciembre de 2023 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 _D [minutos/usuario]			SAIFI _D [interrupciones/usuario]			CAIDI _D [minutos/interrupción]		
	2022	2023	Evolución	2022	2023	Evolución	2022	2023	Evolución
Baja California	20.09	19.77	1.6%	0.53	0.53	0.0%	37.74	37.12	1.6%
Noroeste	18.02	16.27	9.7%	0.42	0.39	7.8%	42.56	41.73	2.0%
Norte	16.37	16.23	0.9%	0.38	0.38	0.0%	42.66	42.30	0.8%
Golfo Norte	17.80	17.44	2.0%	0.36	0.35	2.2%	49.78	49.76	0.0%
Centro Occidente	15.49	15.05	2.8%	0.30	0.30	1.3%	51.55	50.77	1.5%
Centro Sur	18.55	16.64	10.3%	0.48	0.43	10.3%	38.88	38.84	0.1%
Oriente	15.68	14.92	4.9%	0.23	0.21	7.8%	67.94	70.08	-3.2%
Sureste	42.10	36.33	13.7%	0.63	0.63	-1.1%	67.35	57.48	14.6%
Valle de México Norte	20.46	18.17	11.2%	0.57	0.49	13.7%	35.96	37.01	-2.9%
Valle de México Centro	12.73	12.32	3.2%	0.40	0.39	1.8%	31.96	31.47	1.5%
Valle de México Sur	17.66	14.18	19.7%	0.50	0.41	17.9%	35.07	34.34	2.1%
Bajío	17.04	16.63	2.4%	0.32	0.32	1.2%	53.09	52.40	1.3%
Golfo Centro	25.01	23.40	6.5%	0.41	0.39	3.0%	61.83	59.57	3.6%
Centro Oriente	11.06	9.74	11.9%	0.27	0.25	6.0%	41.19	38.59	6.3%
Peninsular	14.63	14.32	2.1%	0.42	0.39	5.5%	35.15	36.41	-3.6%
Jalisco	18.32	17.89	2.4%	0.41	0.41	0.5%	44.45	43.59	1.9%
Nacional	19.25	17.79	7.6%	0.41	0.39	4.9%	46.84	45.55	2.7%

Fuente: CFE Distribución, SIAD

5.1.1 Índice de la duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI_D).

El indicador SAIDI_D 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_D, a nivel Nacional, cumplió, en 2023, con este criterio de confiabilidad, y mejoró un 7.6% (1.46 minutos) respecto al año anterior. Asimismo, 16 Divisiones cumplieron con este criterio y a su vez presentaron mejoras en el indicador SAIDI_D, respecto al año anterior.

La figura V.2 muestra la distribución geográfica del comportamiento en el indicador SAIDI_D, 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_D por División de Distribución.

5.1.2 Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (SAIFI_D).

El indicador SAIFI_D 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_D, a nivel Nacional, cumplió, en 2023, con el criterio de Confiabilidad y mejoró un 4.9% (0.02 interrupciones por usuario) respecto al año anterior. Asimismo, todas las Divisiones cumplieron este

criterio. Por otro lado, en 15 de las Divisiones se tuvo una mejora en el indicador SAIFI_D respecto al año anterior, con excepción de la división Sureste.

La Figura V.3 muestra la distribución geográfica del comportamiento en el indicador SAIFI_D, a nivel Nacional. Como se observa todas las Divisiones cumplen el indicador.

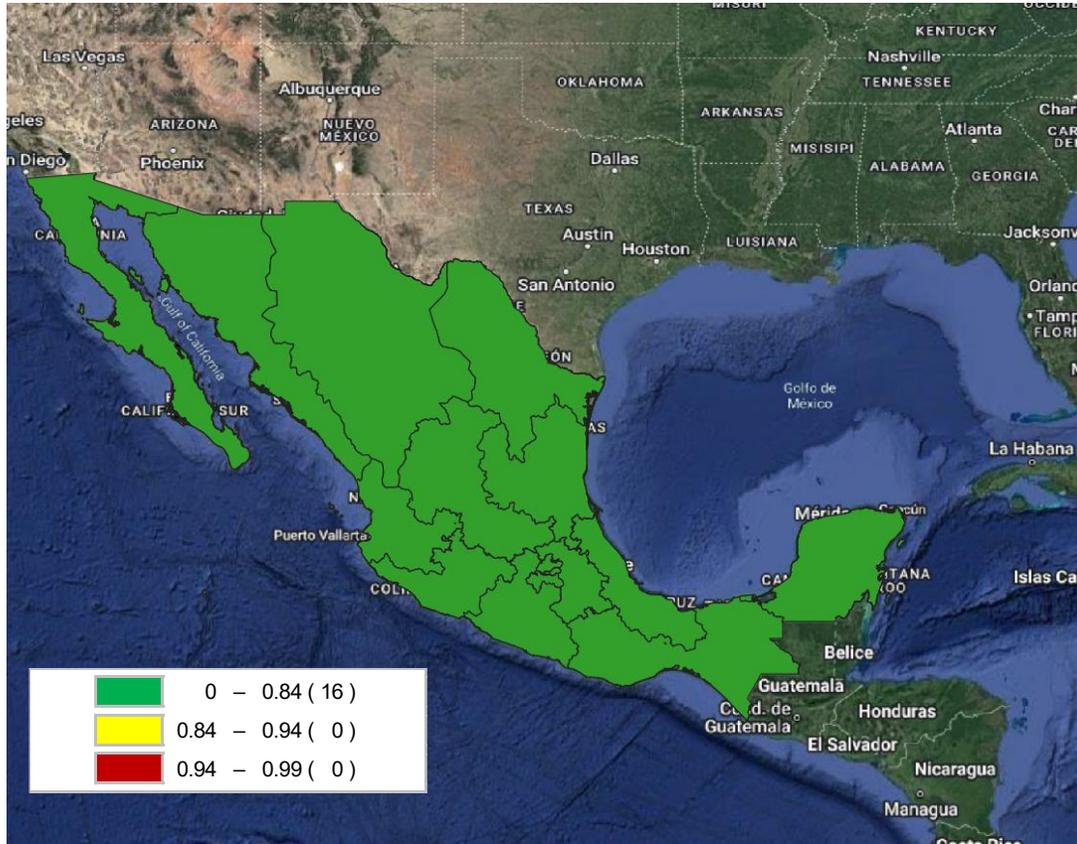


Figura V.3 Cumplimiento del indicador SAIFI_D por División de Distribución.

5.1.3 Índice de la duración promedio de las interrupciones en los usuarios afectados (CAIDI_D).

El indicador CAIDI_D 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_D, 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 45.55 min, con rango entre 31.47 y 70.08 min.

La Figura V.4 muestran la distribución geográfica del indicador CAIDI_D 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.

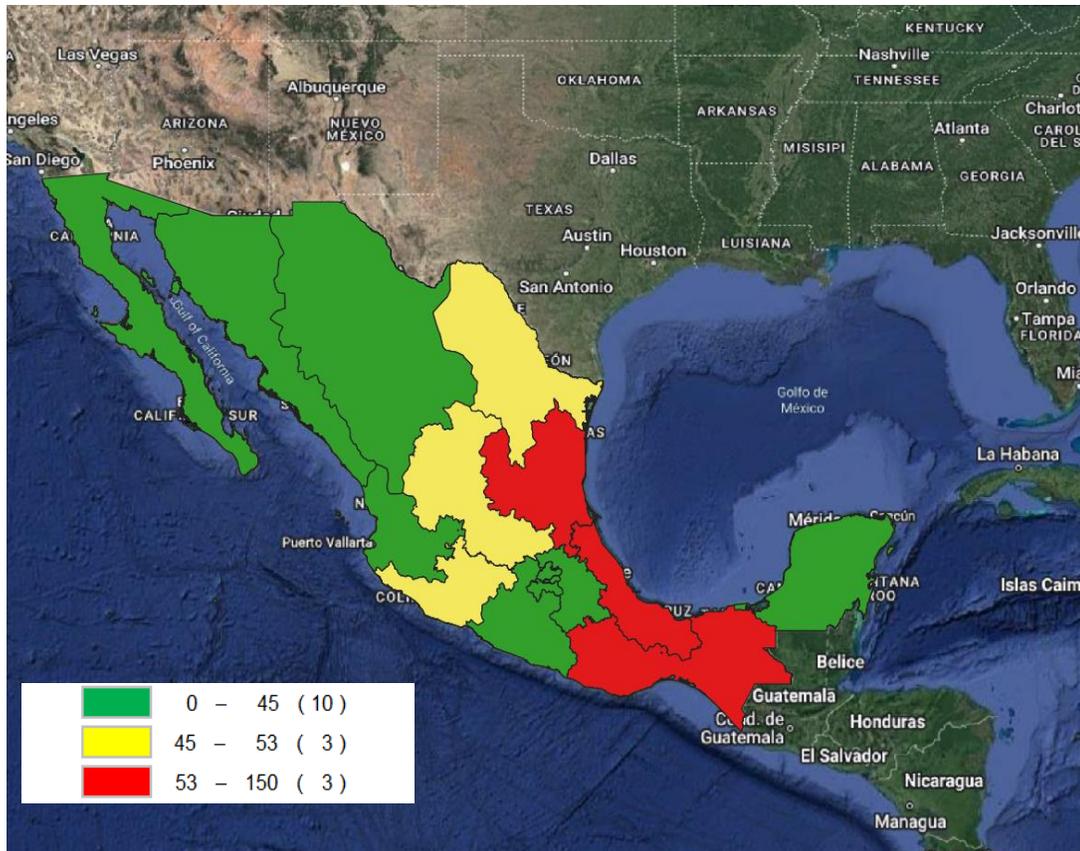


Figura V.4 Cumplimiento del indicador CAIDI_D por División de Distribución.

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 2023, 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		
	[%]			[%]		
	2022	2023	Evolución	2022	2023	Evolución
Baja California	98.53	99.18	0.7%	91.45	93.01	1.7%
Noroeste	99.46	100.00	0.5%	92.89	91.19	-1.8%
Norte	100.00	100.00	0.0%	87.45	89.35	2.2%
Golfo Norte	100.00	98.28	-1.7%	87.45	85.80	-1.9%
Centro Occidente	100.00	100.00	0.0%	97.25	97.89	0.7%
Centro Sur	95.49	96.18	0.7%	94.22	90.98	-3.4%
Oriente	94.83	96.75	2.0%	88.93	90.37	1.6%
Sureste	99.28	99.33	0.1%	88.95	91.59	3.0%
Valle de México Norte	98.68	100.00	1.3%	89.89	91.07	1.3%
Valle de México Centro	100.00	100.00	0.0%	82.38	82.17	-0.3%
Valle de México Sur	100.00	100.00	0.0%	92.53	93.20	0.7%
Bajío	97.02	95.06	-2.0%	84.55	86.68	2.5%
Golfo Centro	100.00	98.96	-1.0%	87.58	87.53	-0.1%
Centro Oriente	85.00	96.04	13.0%	84.60	87.04	2.9%
Peninsular	99.25	97.67	-1.6%	91.13	89.86	-1.4%
Jalisco	99.26	97.96	-1.3%	92.45	91.69	-0.8%
Mínimo	85.00	95.06	11.8%	82.38	82.17	-0.3%
Promedio	97.93	98.46	0.5%	89.61	89.96	0.4%
Máximo	100.00	100.00	0.0%	97.25	97.89	0.7%

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, con una mejora del 0.5% respecto al año anterior. La Figura V.5 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de variación de tensión por División de Distribución.

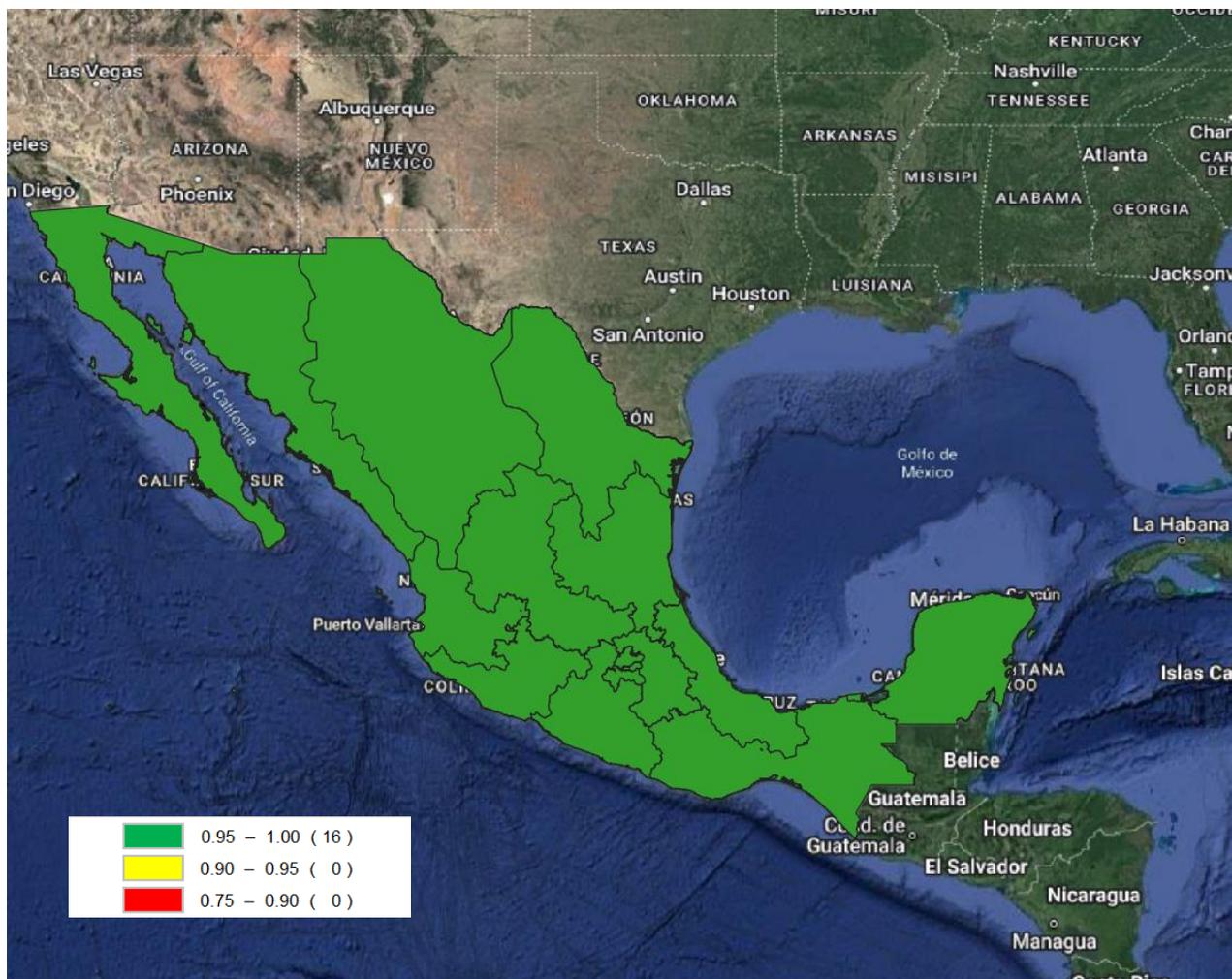


Figura V.5 Cumplimiento del indicador de variaciones de tensión por División de Distribución.

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. A nivel Nacional se cumple con este indicador, con una mejora del 0.4% respecto al año anterior. La Figura V.6 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de factor de potencia por División de Distribución.

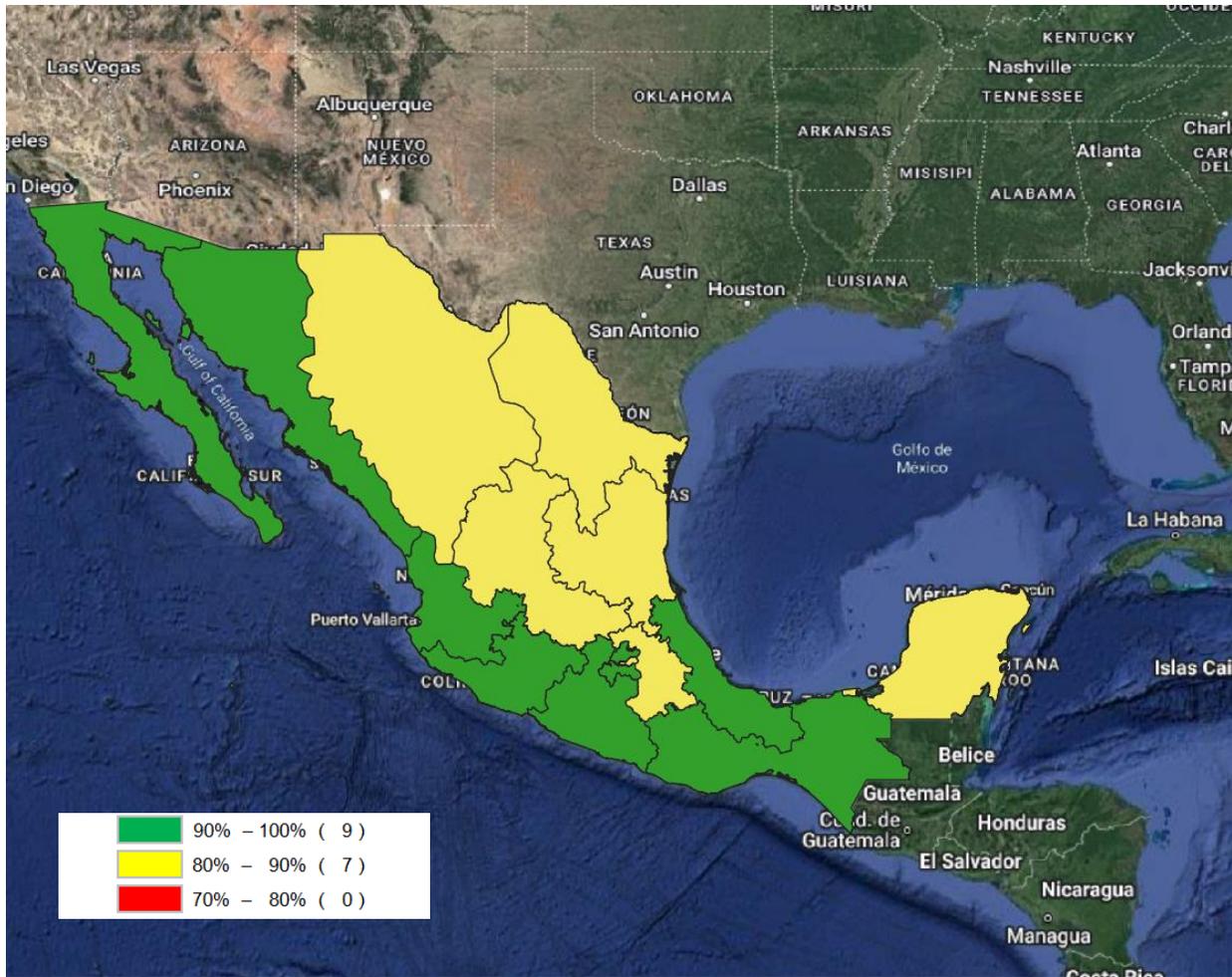


Figura V.6 Cumplimiento del factor de potencia promedio mensual por División de Distribución.

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 2023. La energía total ingresada a las RGD, en 2023, ascendió a 263.551 TWh, a nivel Nacional, con un incremento de 12.426 TWh, equivalente al 4.9 % respecto a la energía ingresada en el año anterior. Asimismo, la suma de la energía facturada a usuarios, usos propios y exportación ascendió en 2023 a 229.604 TWh, con un incremento de 11.688 TWh, equivalente al 5.4 % respecto a la energía entregada en el año anterior.

Al cierre de 2023 las pérdidas de energía eléctrica en la RGD incrementaron a 33.947TWh, que corresponden a un 2.2 % respecto al año anterior, en una magnitud de 0.738 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]		
	2022	2023	Evolución	2022	2023	Evolución	2022	2023	Evolución
Baja California	16.785	16.715	-0.4%	15.667	15.624	-0.3%	1.118	1.091	-2.5%
Noroeste	19.662	21.462	9.2%	17.756	19.280	8.6%	1.906	2.183	14.5%
Norte	22.339	24.147	8.1%	19.093	20.248	6.1%	3.246	3.899	20.1%
Golfo Norte	35.304	36.833	4.3%	29.377	30.956	5.4%	5.927	5.877	-0.8%
Centro Occidente	7.659	8.090	5.6%	7.071	7.445	5.3%	0.589	0.645	9.6%
Centro Sur	8.972	9.217	2.7%	7.887	8.280	5.0%	1.086	0.937	-13.7%
Oriente	11.548	12.361	7.0%	9.178	9.900	7.9%	2.370	2.460	3.8%
Sureste	13.390	14.564	8.8%	10.954	12.342	12.7%	2.436	2.222	-8.8%
Valle de México Norte	14.829	14.955	0.9%	12.324	12.563	1.9%	2.505	2.392	-4.5%
Valle de México Centro	10.699	10.944	2.3%	9.023	9.256	2.6%	1.676	1.688	0.7%
Valle de México Sur	14.393	14.502	0.8%	12.180	12.602	3.5%	2.212	1.900	-14.1%
Bajío	25.232	26.504	5.0%	22.395	23.448	4.7%	2.838	3.056	7.7%
Golfo Centro	9.122	9.705	6.4%	8.295	8.778	5.8%	0.827	0.927	12.1%
Centro Oriente	13.190	13.310	0.9%	11.756	11.876	1.0%	1.435	1.434	0.0%
Peninsular	13.520	14.940	10.5%	12.364	13.651	10.4%	1.155	1.289	11.6%
Jalisco	16.558	17.470	5.5%	14.675	15.523	5.8%	1.883	1.947	3.4%
Nacional	251.125	263.551	4.9%	217.916	229.604	5.4%	33.209	33.947	2.2%

Fuente: CFE Distribución, SIBE. Balance de energía 2023.

Notas:

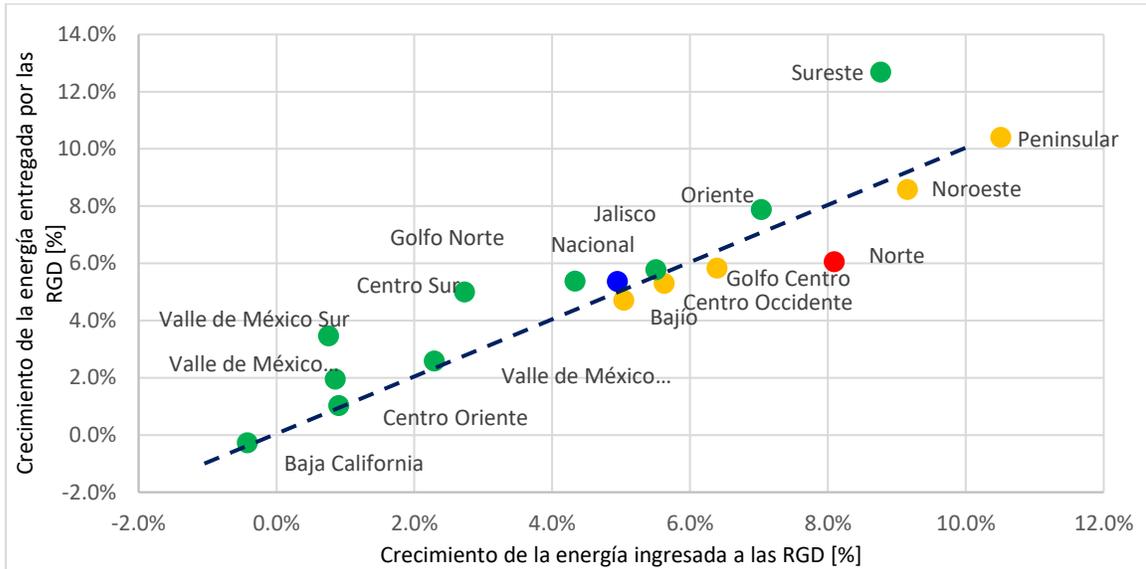
Se señalan en rojo las tendencias sin evolución positiva

/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 4.9% en la energía ingresada se presentó un incremento del 5.4% en la energía entregada.



Fuente: CFE Distribución, SIBE cierre 2023.

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 2023, se muestra en la Figura V.8.



Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas 2023.

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 3.99 TWh de energía perdida y una contribución al indicador nacional de 1.51%; seguido de las redes de baja tensión con 3.96 TWh de energía perdida y una contribución al indicador de 1.50%, y en tercer lugar por transformadores de servicio con 2.41 TWh de energía perdida y 0.91% 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 [TWh]
Baja California	0.056	0.194	0.178	0.174	0.038	0.640
Noroeste	0.077	0.313	0.217	0.275	0.045	0.926
Norte	0.090	0.500	0.122	0.204	0.045	0.961
Golfo Norte	0.125	0.356	0.262	0.383	0.075	1.201
Centro Occidente	0.030	0.112	0.094	0.151	0.050	0.436
Centro Sur	0.035	0.159	0.127	0.210	0.063	0.595
Oriente	0.046	0.273	0.135	0.274	0.062	0.789
Sureste	0.058	0.541	0.172	0.326	0.072	1.169
Valle de México Norte	0.036	0.102	0.152	0.226	0.060	0.576
Valle de México Centro	0.026	0.060	0.122	0.168	0.041	0.417
Valle de México Sur	0.035	0.107	0.169	0.254	0.057	0.623
Bajío	0.130	0.526	0.162	0.415	0.094	1.326
Golfo Centro	0.037	0.145	0.106	0.177	0.041	0.506
Centro Oriente	0.042	0.178	0.126	0.225	0.068	0.639
Peninsular	0.054	0.251	0.111	0.133	0.041	0.590
Jalisco	0.049	0.172	0.158	0.363	0.071	0.812
Nacional	0.924	3.989	2.414	3.958	0.922	12.206

Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos de pérdidas técnicas 2023.

Notas:

/1 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 2023 y su evolución respecto al año anterior. La Figura V.9 muestra la distribución geográfica del indicador de pérdidas técnicas.

Tabla V.5 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2022 vs. 2023.

División	Indicador de pérdidas técnicas			Indicador de perdidas no técnicas		
	2022	2023	Evolución	2022	2023	Evolución
Baja California	3.78	3.82	0.01	3.15	3.02	-0.04
Noroeste	4.36	4.30	-0.01	5.66	6.19	0.09
Norte	3.97	3.97	0.00	10.88	12.49	0.15
Golfo Norte	3.29	3.25	-0.01	13.78	12.99	-0.06
Centro Occidente	5.49	5.37	-0.02	2.55	2.94	0.15
Centro Sur	6.47	6.43	-0.01	6.20	4.08	-0.34
Oriente	6.74	6.36	-0.06	14.08	13.83	-0.02
Sureste	8.38	7.99	-0.05	10.13	7.60	-0.25
Valle de México Norte	3.88	3.84	-0.01	13.21	12.36	-0.06
Valle de México Centro	3.87	3.80	-0.02	12.00	11.82	-0.02
Valle de México Sur	4.24	4.28	0.01	11.33	9.03	-0.20
Bajío	5.01	4.98	-0.01	6.64	6.98	0.05
Golfo Centro	5.33	5.19	-0.03	4.08	4.70	0.15
Centro Oriente	4.79	4.79	0.00	6.37	6.27	-0.02
Peninsular	4.09	3.94	-0.04	4.69	5.02	0.07
Jalisco	4.78	4.64	-0.03	6.84	6.76	-0.01
Nacional	4.69	4.62	-0.02	8.84	8.57	-0.03

Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2023.

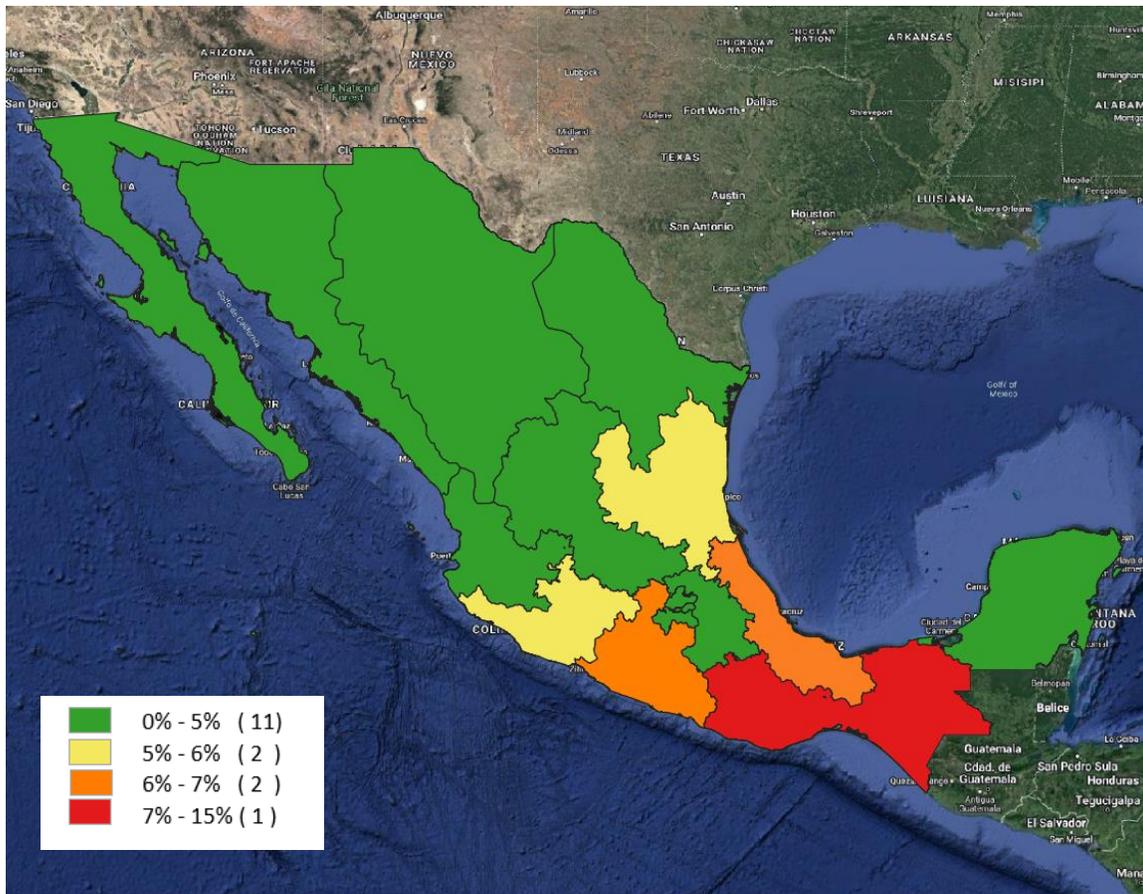


Figura V.9 Mapeo del índice de pérdidas técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución.

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 788 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	438
Oriente	169
Centro Sur	132
Centro Occidente	30
Golfo Centro	19
Total Nacional	788

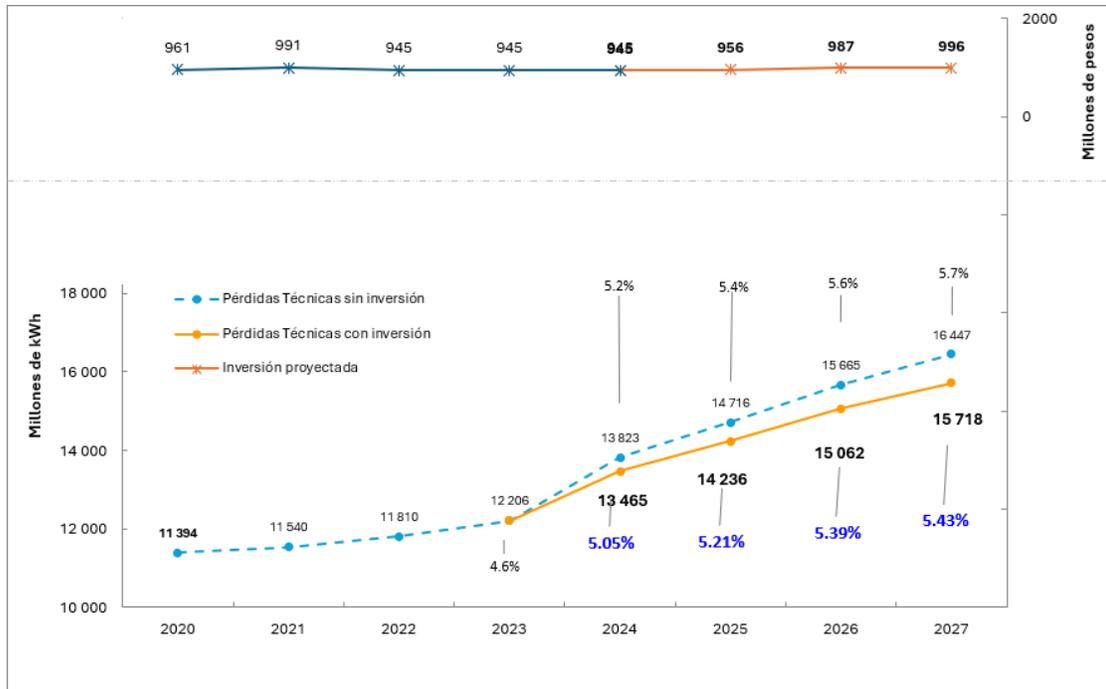
Fuente: CFE Distribución

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 2024-2027, 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%.

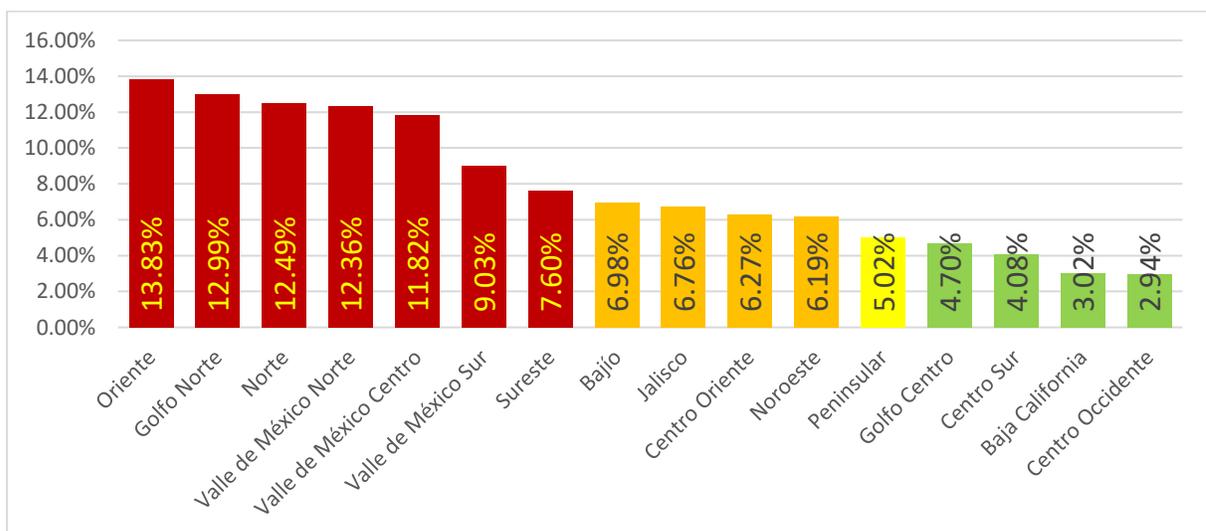


Figura V.11 Distribución de pérdidas no técnicas por División de Distribución

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%; cuatro se encuentran entre 6% y 7%; una está entre 5% y 6%; cuatro tienen un indicador menor o igual a 5%.

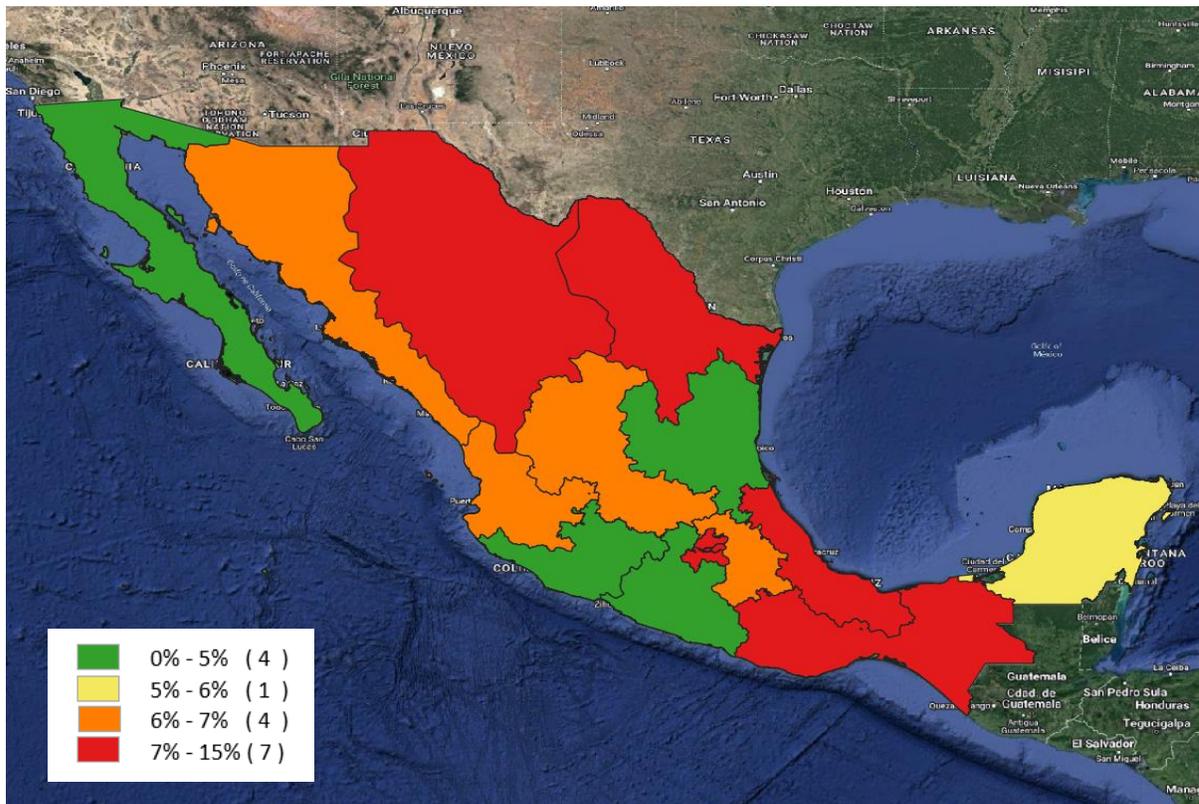


Figura V.12 Mapeo del índice de pérdidas No técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución.

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 26.22% 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 2020 a 2023 se conectaron más de 2.2 millones de nuevos servicios y se llevaron a cabo cerca de 1.8 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
	2020	2021	2022	2023	
Conexiones	2 112 113	2 169 389	1 881 675	2 763 905	2 231 771
Desconexiones	1 090 478	1 115 945	985 685	1 276 962	1 117 268
Modificaciones	1 770 185	1 809 327	1 659 592	1 827 360	1 766 616
Total	4 972 776	5 094 661	4 526 952	5 868 227	5 115 654

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 2024-2028 se espera reducir el número de medidores electromecánicos instalados a 0.54 millones de medidores en 2028, así como incrementar la cantidad de medidores electrónicos a 53.37 millones para el mismo año.

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

Tipo de medición (millones de piezas)	Año				
	2024	2025	2026	2027	2028
Electrónico de autogestión	21.70	21.60	21.50	21.40	21.30
Electrónico básico	14.36	16.99	19.62	22.25	24.88
Electrónico escalado	1.00	1.82	2.64	3.46	4.28
Infraestructura avanzada de medición (AMI)	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
Multifunción para media y alta tensión	0.61	0.62	0.63	0.64	0.66
Subtotal (electrónicos)	39.92	43.28	46.64	50.00	53.37
Electromecánicos*	9.61	7.22	4.84	2.45	0.54
Total	49.53	50.50	51.48	52.45	53.91

*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 2024 – 2028. En el Anexo 1 se incluye una proyección de las necesidades anuales para el horizonte 2024 – 2038.

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 2024-2028.

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión					
	[millones de pesos (MDP)]					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Programas de ampliación de las RGD						
Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	945.00	956.00	987.00	996.00	991.00	4 875.00
Regularización de colonias populares.	101.00	166.00	165.00	165.00	152.00	749.00
Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2 878.00	3 739.00	3 851.00	3 967.00	4 088.00	18 523.00
Subtotal	3 924.00	4 861.00	5 003.00	5 128.00	5 231.00	24 147.00
Programas de modernización de las RGD						
Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	150.42	319.36	291.23	277.44	286.33	1 324.78
Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.		278.45	276.50	280.84	282.13	1 117.92
Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221.44	186.77	195.75	192.56	796.52
Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185.08	176.12	180.19	173.84	715.23
Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución		522.29	24.81	24.05	11.26	582.41
Subtotal	150.42	1 526.62	955.43	958.27	946.12	4 536.86
Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD						
Operación remota y automatismo en redes de distribución.	351.00	402.00	374.00	350.00	374.00	1 851.00
Escalamiento de la medición a AMI.		205.00	197.00	199.00	198.00	799.00
Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.		270.51	270.03			540.54
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)		226.98	287.00	124.82	112.42	751.22
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD		353.07	289.38	208.13	168.01	1 018.59
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución		438.20	283.84	260.83	239.83	1 222.70
Subtotal	351.00	1 895.76	1 701.25	1 142.78	1 092.26	6 183.05
Programa para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD						
Proponer elementos necesarios para el alojamiento de la GD en las RGD			509.00	607.00	725.00	1 841.00
Subtotal	0.00	0.00	509.00	607.00	725.00	1 841.00
Total	4 425.42	8 283.38	8 168.68	7 836.05	7 994.38	36 707.91

Fuente: CFE Distribución

Los proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD, Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres y Conexión de la Isla de Holbox, se reportan concluidos, ver el punto IX. Proyectos específicos de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución.

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 2024 – 2038, 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 2024-2028, 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]
	2024	2025	2026	2027	2028	
Programas de ampliación de las RGD						
Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	945	956	987	996	991	4 875
Regularización de colonias populares.	101	166	165	165	152	749
Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2 878	3 739	3 851	3 967	4 088	18 523
Subtotal	3 924	4 861	5 003	5 128	5 231	24 147

Fuente: CFE Distribución

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 2024 se requiere una inversión de 945 MDP, la tabla VII.2 muestra el detalle de la inversión requerida para ejecutar 1233 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 2024 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 118.81 GWh.

Tabla VII.2. Incremento en la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas Técnicas para 2024, por División de Distribución.

División	Nº Proyectos	Inversión [MDP]	Pérdida técnica evitada [GWh]	Costo-Eficiencia [\$/kWh]
Baja California	22	40	4.78	8.37
Noroeste	66	49	6.98	7.02
Norte	12	43	6.88	6.25
Golfo Norte	54	37	8.21	4.51
Centro Occidente	344	62	5.73	10.82
Centro Sur	109	86	9.50	9.05
Oriente	65	75	12.05	6.22
Sureste	32	118	19.56	6.03
Valle de México Norte	28	44	6.04	7.28
Valle de México Centro	180	46	3.14	14.65
Valle de México Sur	115	47	5.58	8.42
Bajío	32	58	8.85	6.55
Golfo Centro	72	87	8.40	10.36
Centro Oriente	73	53	4.68	11.32
Peninsular	13	45	3.80	11.84
Jalisco	16	55	4.63	11.88
Total	1233	945	118.81	7.95

Fuente: CFE Distribución

En la Tabla VII.3 se muestra el detalle del Programa 2024 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 2024, 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]		2													2		4	21.46	
	Pérd. Ev. [GWh]		0.39													0.07		0.46		
	No. Proyectos		1													1		2		
Construcción de nuevo circuito de media tensión	Monto [MDP]	19	11	26	6	1	7	25	76	6	7		11	20		15	31	261	23.79	
	Pérd. Ev. [GWh]	1.73	1.50	4.92	1.86	0.01	0.53	3.97	12.31	1.31	0.52		1.38	2.11		0.99	2.55	35.69		
	No. Proyectos	7	3	1	2	1	1	14	14	2	1		2	5		3	4	60		
Creación de nuevas áreas	Monto [MDP]	4	7	7	9	4	8	14	5	8	9	29	4	6	26	7	2	149	24.75	
	Pérd. Ev. [GWh]	0.39	0.89	0.37	1.18	0.32	0.35	1.98	0.68	0.65	0.75	1.73	0.26	0.54	1.57	0.80	0.11	12.57		
	No. Proyectos	4	35	5	25	36	26	15	4	6	42	85	4	31	54	4	1	377		
Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva	Monto [MDP]		1					1	1				1		1			5	23.99	
	Pérd. Ev. [GWh]		0.02				0.01	0.02	0.08				0.12		0.02			0.27		
	No. Proyectos		1				1	1	2				1		2			8		
Optimización de circuitos de media tensión	Monto [MDP]	13	18	3	3	9	3	5	24	17	8	9	10	45	16	4	6	193	25.67	
	Pérd. Ev. [GWh]	1.62	2.77	0.74	2.36	1.16	0.72	0.97	4.42	2.48	0.82	3.36	3.09	4.28	1.95	0.56	0.76	32.06		
	No. Proyectos	7	11	2	3	13	4	5	6	8	7	4	4	17	11	1	1	104		
Plan de Crecimiento y Reordenamiento de las RGDs (PCR)	Monto [MDP]			1			35	2	5	3	1					13		60	17.54	
	Pérd. Ev. [GWh]			0.13			4.22	0.49	0.89	0.27	0.08					1.12		7.20		
	No. Proyectos			1			7	2	3	2	2					2		19		
Recalibración del circuito de media tensión	Monto [MDP]	2	9	6	11	10	25	25	7	7	5	1	20	14	8	3	3	156	17.87	
	Pérd. Ev. [GWh]	0.34	1.32	0.72	2.25	0.88	3.43	4.27	1.18	1.05	0.46	0.11	3.59	1.38	1.13	0.26	0.18	22.55		
	No. Proyectos	1	11	3	7	21	15	23	3	7	10	1	9	9	3	1	1	125		
Reconfiguración de la red de baja tensión	Monto [MDP]	2	1		7	38	7	2		1	3	7	12	1	1			10	92	18.94
	Pérd. Ev. [GWh]	0.70	0.09		0.53	3.36	0.24	0.29		0.11	0.14	0.36	0.41	0.08	0.01			0.89	7.21	
	No. Proyectos	3	4		16	273	53	4		1	22	23	12	9	2			8	430	
Sustitución de transformadores	Monto [MDP]				1		1	1		2	13	1		1	1	1	1	3	25	18.15
	Pérd. Ev. [GWh]				0.03			0.06		0.17	0.37	0.02		0.01				0.14	0.80	
	No. Proyectos				1		2	1		2	96	2		1	1	1	1	1	108	
Total	Monto [MDP]	40	49	43	37	62	86	75	118	44	46	47	58	87	53	45	55	945	21.36	
	Pérd. Ev. [GWh]	4.78	6.98	6.88	8.21	5.73	9.50	12.05	19.56	6.04	3.14	5.58	8.85	8.40	4.68	3.80	4.63	118.81		
	No. Proyectos	22	66	12	54	344	109	65	32	28	180	115	32	72	73	13	16	1233		

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 749 millones de pesos 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 2024-2028

Concepto de inversión	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Regularización de Colonias Populares	101	166	165	165	152	749

MDP. - Millones de pesos

Tabla VII.5. Metas del proyecto regularización de colonias populares 2024-2028

Años	Usuarios a Regularizar	Energía ingresada a la facturación (GWh)	Acometidas	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
				Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2024	7 942	8.36	7 942	788	14 802	142.6
2025	12 690	21.3	12 690	858	21 450	101.9
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
TOTAL	58 406	91.56	58 406	4 093	97 364	512.2

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 2024 es de 7 055 GWh en baja tensión y 27 237 GWh en media tensión, para un total de 34 292 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 18 523 millones de pesos, 244 425 km de acometidas y 20 264 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	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Baja California	N° Acometidas	[km]	1 207	1 596	1 644	1 693	1 744	7 884
	N° Medidores	[miles]	102	107	110	114	117	550
	Inversión	[MDP]	101	117	121	124	128	591
Bajío	Acometidas	[km]	3 311	4 379	4 510	4 645	4 784	21 629
	Medidores	[miles]	251	438	451	465	479	2 084
	Inversión	[MDP]	227	363	374	385	397	1 746
Centro Occidente	Acometidas	[km]	6 201	3 530	3 636	3 745	3 857	20 969
	Medidores	[miles]	374	259	267	275	283	1 458
	Inversión	[MDP]	337	224	231	238	245	1 275
Centro Oriente	Acometidas	[km]	2 331	3 083	3 175	3 271	3 369	15 229
	Medidores	[miles]	174	377	389	400	412	1 752
	Inversión	[MDP]	147	301	310	319	329	1 406
Centro Sur	Acometidas	[km]	2 269	3 000	3 090	3 183	3 278	14 820
	Medidores	[miles]	165	255	262	270	278	1 230
	Inversión	[MDP]	144	210	217	223	230	1 024
Golfo Centro	Acometidas	[km]	1 708	2 258	2 326	2 396	2 468	11 156
	Medidores	[miles]	139	199	205	211	217	971
	Inversión	[MDP]	141	168	173	178	183	843
Golfo Norte	Acometidas	[km]	3 161	4 180	4 305	4 434	4 567	20 647
	Medidores	[miles]	251	293	302	311	320	1 477
	Inversión	[MDP]	265	305	314	323	333	1 540
Jalisco	Acometidas	[km]	2 807	3 712	3 823	3 938	4 056	18 336
	Medidores	[miles]	223	446	459	473	487	2 088
	Inversión	[MDP]	217	381	392	404	416	1 810
Noroeste	Acometidas	[km]	2 372	3 137	3 231	3 328	3 428	15 496
	Medidores	[miles]	171	219	226	232	239	1 087
	Inversión	[MDP]	175	205	212	218	225	1 035
Norte	Acometidas	[km]	2 150	2 843	2 929	3 017	3 108	14 047
	Medidores	[miles]	177	307	316	326	336	1 462
	Inversión	[MDP]	190	301	310	320	330	1 451
Oriente	Acometidas	[km]	2 769	3 661	3 771	3 884	4 001	18 086
	Medidores	[miles]	211	333	343	353	364	1 604
	Inversión	[MDP]	213	323	332	342	352	1 562
Peninsular	Acometidas	[km]	1 550	2 050	2 111	2 174	2 239	10 124
	Medidores	[miles]	119	155	160	164	169	767
	Inversión	[MDP]	153	187	193	198	204	935
Sureste	Acometidas	[km]	2 539	3 356	3 457	3 560	3 667	16 579
	Medidores	[miles]	199	288	297	307	316	1 407
	Inversión	[MDP]	170	249	255	266	274	1 214
Valle de México Centro	Acometidas	[km]	1 697	2 244	2 311	2 381	2 452	11 085
	Medidores	[miles]	129	103	106	109	112	559
	Inversión	[MDP]	121	107	110	113	116	567
Valle de México Norte	Acometidas	[km]	1 535	2 030	2 091	2 154	2 219	10 029
	Medidores	[miles]	114	173	178	183	188	836
	Inversión	[MDP]	101	143	147	151	156	698
Valle de México Sur	Acometidas	[km]	2 803	3 706	3 818	3 932	4 050	18 309
	Medidores	[miles]	207	173	178	184	190	932
	Inversión	[MDP]	176	155	160	165	170	826
Nacional	Acometidas	[km]	40 410	48 765	50 228	51 735	53 287	244 425
	Medidores	[miles]	3 006	4 125	4 249	4 377	4 507	20 264
	Inversión	[MDP]	2 878	3 739	3 851	3 967	4 088	18 523

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]
	2024	2025	2026	2027	2028	
Programas de modernización de las RGD						
Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	150.42	319.36	291.23	277.44	286.33	1 324.78
Modernización de interruptores de Media Tensión (MT) de subestaciones de distribución.		278.45	276.50	280.84	282.13	1 117.92
Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221.44	186.77	195.75	192.56	796.52
Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185.08	176.12	180.19	173.84	715.23
Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución		522.29	24.81	24.05	11.26	582.41
Subtotal	150.42	1 526.62	955.43	958.27	946.12	4 536.86

Fuente: CFE Distribución

La asignación de presupuesto de inversión 2024 para la EPS CFE Distribución fue menor al declarado como necesario, motivo por el cual se asignó recurso solamente al Programa de Inversión; Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT), derivado del pago de contratos en el que se espera la entrega de transformadores de potencia.

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.

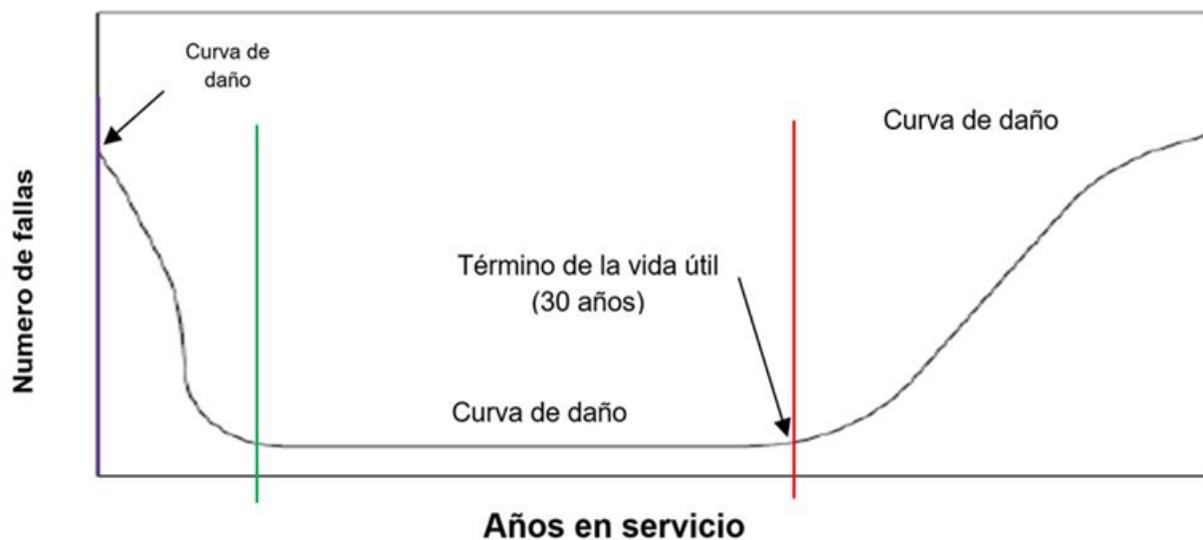


Figura VIII.1 Curva de daño de elementos de transformación de alta a media tensión.

Actualmente CFE Distribución cuenta con 3296 transformadores de potencia, de los cuales el 35.56% excede su vida útil, lo que 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.

Inversión y alcances.

Para el año de 2024 se asignaron recursos presupuestales para la recepción de 10 transformadores de potencia, para el período de 2025 a 2028 se realizarán las gestiones para la sustitución de 71 elementos de transformación de alta a media tensión, con una capacidad total de 1 705.63 MVA y una inversión total estimada en 1 174.36 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	2024	2025	2026	2027	2028	Total
N° de transformadores de potencia.	10	18	18	18	17	81
Capacidad [MVA]	248.75	498.75	425.00	362.50	419.38	1 954.38
Inversión [MDP].	150.42	319.36	291.23	277.44	286.33	1 324.78

Fuente: CFE Distribución

La Tabla VIII.3 muestran cada uno de los elementos de transformación que requieren su gestionar su reemplazo en el período 2024-2028.

Tabla VIII.3 Elementos de transformación que requieren reemplazo.

2024

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad (MVA)	Año de fabricación
1	Bajío	Fresnillo	San Jerónimo	T1	20	1979
2	Centro Oriente	Tecamachalco	Serdán	T1	9.375	1977
3	Centro Oriente	Matamoros de Izúcar	Huehuetlán	T2	9.375	1970
4	Centro Oriente	Matamoros de Izúcar	Atencingo II	T2	30	1970
5	Centro Sur	Atacomulco	Canchesda	T1	30	1970
6	Golfo Norte	Metropolitana Oriente	Apodaca	T1	30	1975
7	Noroeste	Caborca	El Deseo	T1	30	1976
8	Norte	Delicias	Camargo Uno	T1	30	1970
9	Peninsular	Tizimín	Tizimín	T1	30	1973
10	Sureste	San Cristóbal	San Cristóbal	T1	30	1975
Subtotal (MVA)					248.75	

Fuente: CFE Distribución

2025

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad (MVA)	Año de fabricación
1	Baja California	Baja California	Valle de Guadalupe	T2	20	1972
2	Bajío	Irapuato	Salamanca	T4	20	1968
3	Centro Occidente	Colima	Minita	T1	9.375	1970
4	Centro Oriente	Matamoros	Izúcar de Matamoros	T2	20	1975
5	Centro Sur	Morelos	CIVAC	T2	30	1972
6	Golfo Centro	San Luis Potosí	San Luis Poniente	T1	30	1980
7	Golfo Norte	Metropolitana Norte	Santo Domingo	T1	20	1964
8	Golfo Norte	Nuevo Laredo	Nuevo Laredo	T2	20	1963
9	Jalisco	Metropolitana Hidalgo	Alameda	T1	40	1978
10	Noroeste	Hermosillo	Subestación Ocho	T1	20	1965
11	Norte	Parral	Búfalo	T1	9.375	1958
12	Oriente	Coahuila	Nanchital	T1	40	1970
13	Oriente	Poza Rica	Agua Fría	T1	20	1977
14	Peninsular	Campeche	Lerma	T5	20	1970
15	Sureste	Villahermosa	Villahermosa Dos	T2	30	1981
16	Valle de México Centro	Aeropuerto	Merced	T1	60	1978
17	Valle de México Norte	Basílica	Vallejo	T2	60	1990
18	Valle de México Sur	Toluca	Atenco	T7	30	1969
Subtotal (MVA)					498.75	

Fuente: CFE Distribución

2026

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad (MVA)	Año de fabricación
1	Baja California	Constitución	Miramar	T1	6.25	1970
2	Bajío	León	El Granjeno	T2	20	1976
3	Centro Occidente	Morelia	Morelia Dos	T2	20	1992
4	Centro Oriente	Tulancingo	El Carmen	T2	20	1971
5	Centro Sur	Toluca	San Mateo	T2	20	1974
6	Golfo Centro	San Luis Potosí	San Luis Progreso	T1	30	1981
7	Golfo Norte	Metropolitana Oriente	Fundidora	T3	20	1968
8	Jalisco	Metropolitana Hidalgo	Alameda	T2	40	1978
9	Noroeste	Los Mochis	Hornillos	T1	20	1969
10	Norte	Parral	Santiago Uno	T1	9.375	1963
11	Oriente	Poza Rica	Entabladero	T2	30	1968
12	Oriente	Teziutlán	Zacapoxtla	T2	20	1970
13	Sureste	Tuxtla	Independencia	T1	9.375	1969
14	Valle de México Sur	Lomas	Cuajimalpa	T1	60	1979
15	Centro Oriente	Matamoros	Metepac	T2	20	1978
16	Jalisco	Santiago	Peñitas	T2	20	1979
17	Norte	Juárez	Granjero	T1	30	1981
18	Peninsular	Cancún	Poktapok	T1	30	1987
Subtotal (MVA)					425.00	

Fuente: CFE Distribución

2027

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad (MVA)	Año de fabricación
1	Baja California	Constitución	Villa Constitución	T10	20	1979
2	Bajío	Salvatierra	Moroleón	T1	30	1976
3	Centro Occidente	Morelia	Campestre	T1	20	1981
4	Centro Oriente	Pachuca	Pachuca	T3	30	1970
5	Golfo Centro	Huejutla	Atlapexco	T1	9.375	1986
6	Golfo Centro	San Luis Potosí	San Luis Poniente	T2	30	1986
7	Golfo Norte	Metropolitana Poniente	Tecnológico	T5	30	1980
8	Golfo Norte	Reynosa	Valadeces	T1	6.25	1963
9	Jalisco	Vallarta	Flamingos	T1	20	1979
10	Noroeste	Guaymas	Centinela	T1	30	1978
11	Norte	Delicias	Francisco Villa	T1	20	1968
12	Oriente	Los Tuxtlas	San Andrés II	T1	12.5	1970
13	Oriente	Papaloapan	Playa Vicente	T1	12.5	1969
14	Peninsular	Cancún	Yaxché	T2	30	1983
15	Sureste	Chontalpa	Paraíso Provisional	T1	12.5	1970
16	Centro Occidente	Morelia	Cuitzeo	T1	9.375	1979
17	Sureste	Tapachula	Arriaga	T1	20	1981
18	Sureste	Oaxaca	Oaxaca Uno	T1	20	1981
Subtotal (MVA)					362.50	

Fuente: CFE Distribución

2028

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad (MVA)	Año de fabricación
1	Baja California	Ensenada	Maneadero	T2	9.375	1981
2	Bajío	Aguascalientes	El Tecuan	T1	20	1982
3	Bajío	Aguascalientes	Encarnación de Díaz	T1	20	1982
4	Centro Occidente	Colima	Valle de Tecomán	T1	20	1980
5	Centro Sur	Morelos	CIVAC	T1	30	1985
6	Golfo Centro	San Luis Potosí	Satélite	T1	20	1985
7	Golfo Norte	Matamoros	Empalme	T1	10	1963
8	Jalisco	Tepic	Tepic Industrial	T1	20	1979
9	Noroeste	Culiacán	Culiacán Uno	T1	30	1980
10	Oriente	Poza Rica	Poza Rica Tres	T1	30	1973
11	Peninsular	Mérida	Nachi Cocom	T4	30	1980
12	Sureste	Oaxaca	Etla	T1	20	1981
13	Sureste	Chontalpa	Tulipán	T1	20	1981
14	Valle de México Centro	Zócalo	Jamaica	T7	30	1969
15	Valle de México Norte	Azteca	Madero	T3	60	1981
16	Valle de México Sur	Tenango	Zictepec	T2	30	1992
17	Golfo Norte	Montemorelos	San Roberto	T1	20	1978
Subtotal (MVA)					419.38	

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.

Normalmente, 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 2025-2028 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	2025	2026	2027	2028	Total
1	Baja California	17	14	9	56	96
2	Noroeste	5	21	25	32	83
3	Norte	21	24	23	29	97
4	Golfo Norte	32	40	30	19	121
5	Centro Occidente	38	19	24	13	94
6	Centro Sur	48	14	5	1	68
7	Oriente	21	11	22	34	88
8	Sureste	48	52	22	20	142
9	Valle de México Norte	5	1	0	3	9
10	Valle de México Centro	0	0	9	0	9
11	Valle de México Sur	0	0	10	3	13
12	Bajío	17	51	31	19	118
13	Golfo Centro	2	30	28	26	86
14	Centro Oriente	24	11	31	32	98
15	Peninsular	0	0	28	4	32
16	Jalisco	22	12	3	9	46
Total		300	300	300	300	1200

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				
	2025	2026	2027	2028	Total
Interruptores de potencia	278.45	276.50	280.84	282.13	1 117.92

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 2025-2028.

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	2025	2026	2027	2028	Total
Baja California	N° transformadores MT/BT	60	63	60	51	234
	Inversión [MDP]	2.04	2.30	1.90	1.80	8.04
Noroeste	N° transformadores MT/BT	687	542	560	719	2508
	Inversión [MDP]	25.83	19.64	20.19	25.80	91.46
Norte	N° transformadores MT/BT	412	339	359	335	1445
	Inversión [MDP]	15.57	12.42	13.48	12.38	53.85
Golfo Norte	N° transformadores MT/BT	633	573	591	344	2141
	Inversión [MDP]	21.80	19.32	22.38	11.15	74.65
Centro Occidente	N° transformadores MT/BT	113	93	87	81	374
	Inversión [MDP]	3.32	3.01	2.59	2.55	11.47
Centro Sur	N° transformadores MT/BT	267	219	236	242	964
	Inversión [MDP]	7.23	5.69	6.41	6.43	25.76
Oriente	N° transformadores MT/BT	619	552	540	526	2237
	Inversión [MDP]	23.29	20.26	20.35	19.41	83.31
Sureste	N° transformadores MT/BT	643	524	670	884	2721
	Inversión [MDP]	16.16	13.69	17.50	21.95	69.30
Valle de México Norte	N° transformadores MT/BT	13	5	5	5	28
	Inversión [MDP]	0.59	0.29	0.29	0.29	1.46
Valle de México Centro	N° transformadores MT/BT	30	16	16	16	78
	Inversión [MDP]	1.85	0.90	0.90	0.90	4.55
Valle de México Sur	N° transformadores MT/BT	18	3	3	3	27
	Inversión [MDP]	2.04	0.19	0.19	0.19	2.61
Bajío	N° transformadores MT/BT	712	643	638	631	2624
	Inversión [MDP]	26.36	23.12	23.06	22.60	95.14
Golfo Centro	N° transformadores MT/BT	413	352	359	371	1495
	Inversión [MDP]	14.81	12.94	12.79	12.94	53.48
Centro Oriente	N° transformadores MT/BT	145	107	103	117	472
	Inversión [MDP]	5.75	3.42	3.31	3.72	16.20

División	Concepto	2025	2026	2027	2028	Total
Peninsular	N° transformadores MT/BT	312	256	326	317	1211
	Inversión [MDP]	11.97	9.39	11.23	11.25	43.84
Jalisco	N° transformadores MT/BT	925	917	883	892	3617
	Inversión [MDP]	42.83	40.19	39.18	39.20	161.40
Nacional	N° transformadores MT/BT	6002	5204	5436	5534	22 176
	Inversión [MDP]	221.44	186.77	195.75	192.56	796.52

Fuente: CFE Distribución

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 2022 y 2023 para trabajos de mantenimiento (instalación de apartarrayos, aislamiento, poda y brecha de árboles).

Concepto	Monto en MDP		
	2022	2023	Total
Apartarrayos	185	246	431
Aislamiento	49	162	211
Poda y brecha	421	413	834
Total	655	821	1476

Fuente: CFE Distribución

Descripción.

El proyecto considera una inversión de 715.23 millones de pesos en proyectos a ejecutar en 14 Divisiones de Distribución en el periodo 2025 – 2028.

Inversión y alcances.

Es la necesaria para la realización del programa, como se muestra la Tabla VIII.8 .7 siguiente:

Tabla VIII.8 Inversión para mejorar la confiabilidad en Redes Generales de Distribución 2025 – 2028.

División	2025	2026	2027	2028	Total
Bajo	17.12	16.29	16.67	16.08	66.16
Centro Occidente	0.73	0.70	0.71	0.69	2.83
Centro Oriente	11.55	10.99	11.25	10.85	44.64
Centro Sur	11.92	11.35	11.61	11.20	46.08
Golfo Centro	5.50	5.23	5.35	5.17	21.25
Golfo Norte	1.94	1.85	1.89	1.82	7.50
Jalisco	0.05	0.05	0.05	0.05	0.20
Noroeste	9.21	8.76	8.96	8.65	35.58
Norte	23.38	22.25	22.76	21.96	90.35
Oriente	21.17	20.14	20.61	19.88	81.80
Peninsular	12.97	12.34	12.63	12.18	50.12
Sureste	48.26	45.92	46.98	45.33	186.49
Valle México Centro	11.82	11.25	11.51	11.10	45.68
Valle México Sur	9.46	9.00	9.21	8.88	36.55
Total	185.08	176.12	180.19	173.84	715.23

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 2025 – 2028 en las 16 Divisiones de Distribución

Concepto	2025	2026	2027	2028	Total	Unidades
Reconfiguración de Redes MT	317	301	308	297	1 223	km-C
Recalibración de Redes MT	58	55	56	54	223	km-C
Reconfiguración de Redes BT	6	6	6	6	24	km-C
Compensación Reactiva en MT	20 590	19 594	20 046	19 341	79 571	kVAr
EPROSEC	26	25	26	25	102	Pza
Transformadores de distribución	10	9	10	9	38	Pza
Postes	1 742	1 658	1 696	1 637	6 733	Pza
Aisladores	44 279	42 138	43 109	41 592	171 118	Pza
Apartarrayos	15 143	14 411	14 743	14 224	58 521	Pza
Cortacircuitos	7 513	7 150	7 315	7 057	29 035	Pza
Cuchillas	129	123	126	122	500	Pza
Reguladores	16	15	15	15	61	Pza
Portafusibles	294	280	286	276	1136	Pza
Estructuras tipo H	12	11	11	11	45	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:

- Instalación de nuevos equipos de compensación reactiva (banco de capacitores).
- Reemplazo de equipos de compensación reactiva dañados.
- 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 2025 – 2028 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	2025		2026		2027		2028		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	72.95	256
Noroeste	71.84	197							71.84	197
Norte	47.5	312	4.05	39	5.91	40	2.94	29	60.4	420
Golfo Norte	11.99	113							11.99	113
Centro Occidente	34.2	70	1.1	3	1.41	3			36.71	76
Centro Sur	1.51	5							1.51	5
Oriente	12.81	48							12.81	48
Sureste	87.69	203	9.09	17	8.21	15	0.99	3	105.98	238
Valle de México Norte	45.73	81							45.73	81
Valle de México Centro	14.86	43							14.86	43
Valle de México Sur	2.72	24	1.92	17	1.13	10	1.02	9	6.79	60
Bajío	115.19	314							115.19	314
Golfo Centro	7.1	45			0.12	1			7.22	46
Centro Oriente	12.05	20							12.05	20
Peninsular	5.02	14	0.9	2	0.46	4			6.38	20
TOTAL	522.29	1 655	24.81	114	24.05	105	11.26	63	582.41	1 937

Fuente: CFE Distribución

IX. Proyectos específicos de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución.

9.1 Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.

Objetivo.

Incrementar la confiabilidad, continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico además de satisfacer el crecimiento de la demanda en el municipio de Isla Mujeres, mediante la sustitución e incremento en la capacidad de transmisión de los cables submarinos de media tensión que conectan la RGD de la Isla con la RGD del lado insular, de 6.9 km de longitud, por el término de vida útil ocasionada por el daño estructural y de aislamiento que este cable presenta en distintas secciones, ocasionado por golpes de embarcaciones y anclajes que han fracturado el aislamiento de los conductores, además de su envejecimiento por sus 33 años en servicio.

Descripción.

Se proporcionaba el Suministro Eléctrico en el municipio de Isla Mujeres a través de dos circuitos de media tensión en 34.5 kV, uno preferente (BNP-53140) y otro emergente (BNP 53130), desde la subestación Bonampak, cuya relación de transformación es de 115/34.5 kV y su capacidad de 20 MVA, la cual se encuentra ubicada en el oriente de la ciudad de Cancún, en el estado de Quintana Roo (Figura IX.2). Estos circuitos convergen en un tramo de cable submarino que consta de 4 cables de potencia de 6.9 km de longitud, como se muestra en la Figura IX.1.



Figura IX.1 Ubicación geográfica del cable submarino que será reemplazado.

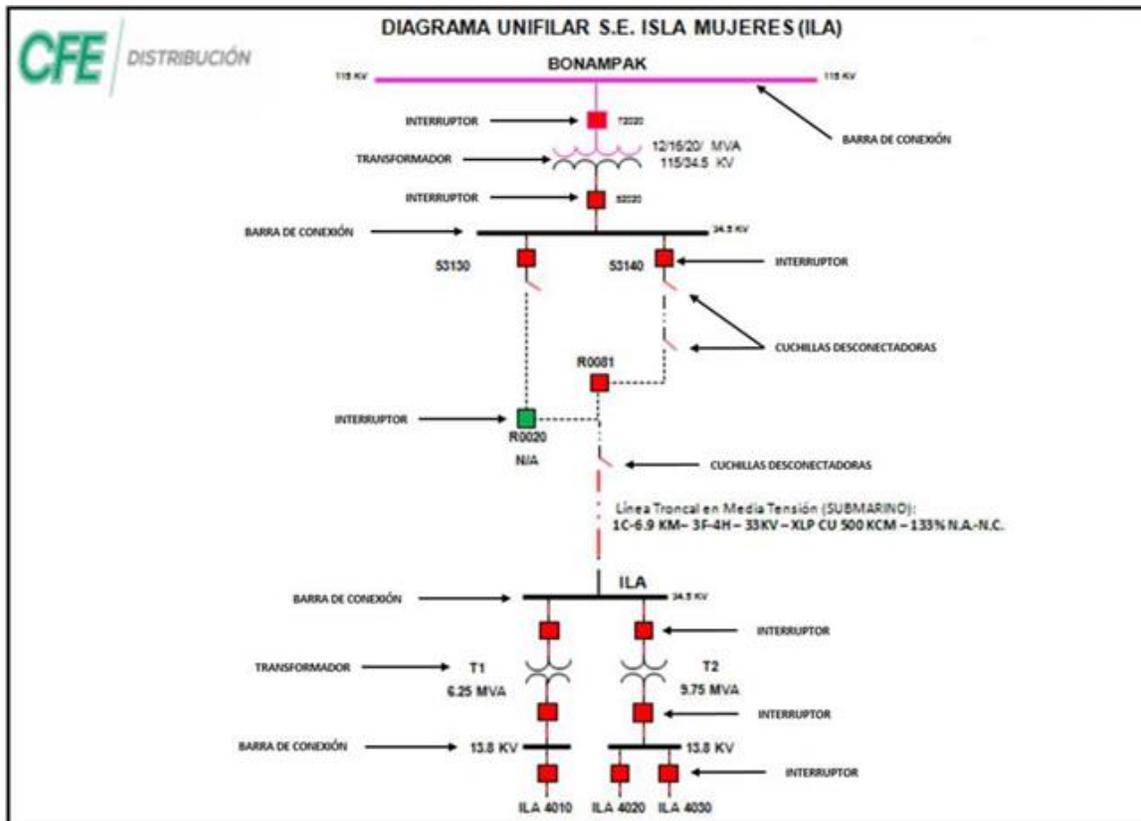


Figura IX.2 Diagrama unifilar de circuitos BNP-53140 y BNP-53130.

En diciembre de 2021, el municipio de Isla Mujeres contaba con 8730 servicios para el Suministro Eléctrico, con una demanda máxima registrada de 11.9 MW (Figura IX.3), y se espera que, para el año 2027, la demanda ascienda a 16.30 MW. Los cables submarinos se encontraban en operación continua desde el 19 de octubre de 1989 y debido al deterioro en su aislamiento su capacidad de transmisión de energía eléctrica se encontraba limitada a 14 MW, por lo que no era posible satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en este municipio.

Asimismo, el número de fallas se incrementaron en los últimos años (Tabla IX.1), siendo éstas más frecuentes desde el año 2017, dando lugar a una falta de continuidad en el Suministro Eléctrico a la Isla, con un total de 31 fallas y una energía total dejada de vender de 592.81 MWh.

Durante 2019 y 2020 se llevaron a cabo las siguientes obras a fin de mejorar la confiabilidad del Suministro Eléctrico al reforzar las fuentes de alimentación y contar como fuente preferente la S.E. Playa Mujeres y fuente emergente la S.E. Bonampak. Asimismo, mejorar la calidad de la potencia eléctrica al acortar la longitud total de los circuitos subterráneos en 10 km, mejorando la regulación de la tensión eléctrica en Isla Mujeres:

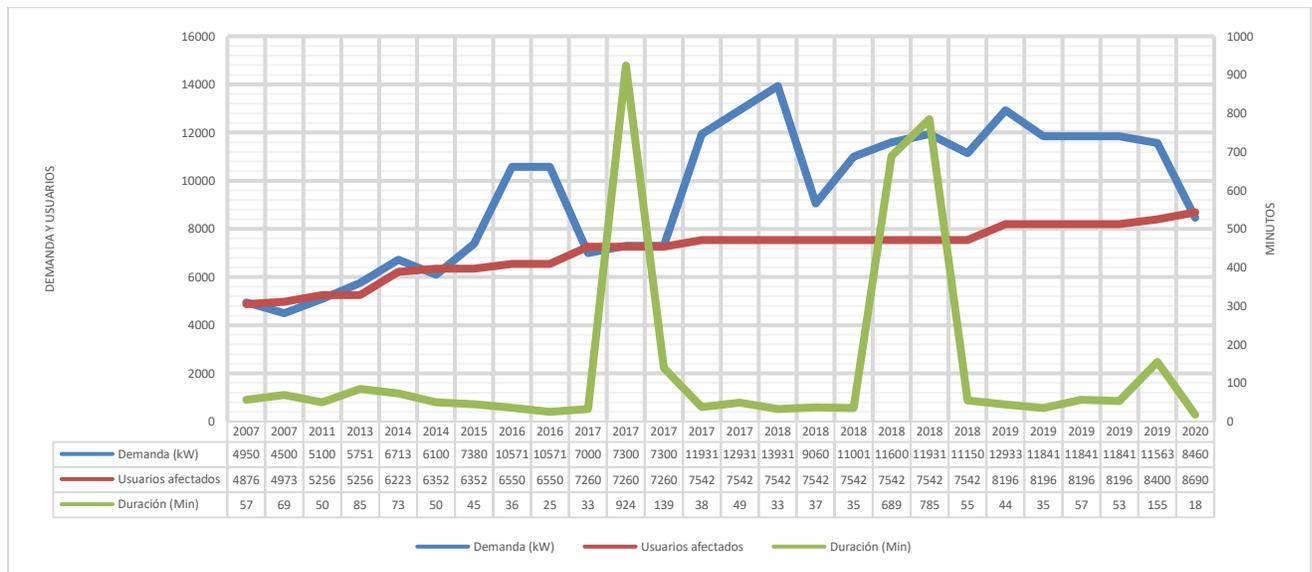
- Ampliación de capacidad de transformación en la S.E. Playa Mujeres mediante la instalación del banco N° 2, con relación de transformación 115/34.5 kV y de 20 MVA de capacidad.
- Construcción de tramo de circuito de 34.5 kV con las siguientes características: 1C-0.5 km-3F-4H-33kV-XLP-CU-500 kCM, desde la S.E. Playa Mujeres al punto de transición subterráneo-submarino, lado continental.

Tabla IX.1 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 1989 a 2020.

No.	Año	SE/Equipo		Demanda (kW)	Usuarios afectados	Duración (Min)	MWh	Observaciones
1	1989	BNP	53140					Falla por defecto de empalmes fase "C".
2	1989	BNP	53140					Falla por defecto de empalmes fase "B".
3	1990	BNP	53140					Falla mecánica por impacto a la armadura de cable fase "B".
4	1997	BNP	53140					Falla mecánica por impacto a la armadura de cable fase "B".
5	2006	BNP	53130	200	100	19	0.06	Maniobra cambio de fases que alimentan la isla
6	2007	BNP	53140	4 950	4 876	57	4.70	Falla cable dañado fase B.
7	2007	BNP	53130	4 500	4 973	69	5.18	Falla mecánica por impacto de Draga en cable "D".
8	2011	BNP	53130	5 100	5 256	50	4.25	Falla fase "C" aislamiento empalme
9	2013	BNP	53130	5 751	5 256	85	8.15	Falla de aislamiento del cable en fase C.
10	2014	BNP	53130	6 713	6 223	73	8.17	Falla aislamiento del cable fase "C"
11	2014	BNP	53130	6 100	6 352	50	5.08	Falla por Vandalismo. Cable Fase "B" penetrado con objeto punzo cortante. Robo de la Protección Catódica
12	2015	BNP	53130	7 380	6 352	45	5.54	Falla de aislamiento Se encontró cable Fase "C"
13	2016	BNP	53140	10 571	6 550	36	6.34	Conductor con maltrato mecánico o quemado cable "C"
14	2016	BNP	53140	10 571	6 550	25	4.40	Falla de aislamiento fase "C"
15	2017	BNP	53140	7 000	7 260	33	3.85	Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C"
16	2017	BNP	53140	7 300	7 260	924	112.42	Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C"
17	2017	BNP	53140	7 300	7 260	139	16.91	Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C"
18	2017	BNP	53140	11 931	7 542	38	7.56	Vandalismo
19	2017	BNP	53140	12 931	7 542	49	9.74	Frente Frío
20	2018	BNP	53140	13 931	7 542	33	6.56	Empalme con Aislamiento quemado
21	2018	BNP	53140	9 060	7 542	37	5.59	Falla de Conductores
22	2018	BNP	53140	11 001	7 542	35	6.42	Falla de Conductores
23	2018	BNP	53140	11 600	7 542	689	133.21	Vandalismo
24	2018	BNP	53140	11 931	7 542	785	156.1	Degradación del aislamiento
25	2018	BNP	53140	11 150	7 542	55	10.22	Degradación del aislamiento
26	2019	BNP	53140	12 933	8 196	44	9.48	Vandalismo al excavar en arena cable C
27	2019	BNP	53140	11 841	8 196	35	6.91	Personal ajeno ocasiona daño mecánico dentro del agua
28	2019	BNP	53140	11 841	8 196	57	11.25	Degradación de aislamiento cable B
29	2019	BNP	53140	11 841	8 196	53	10.46	Daño mecánico cable C por golpes durante oleaje del FF 51
30	2019	BNP	53140	11 563	8 400	155	29.87	Personal ajeno al excavar retira baliza y daña cables B y C
31	2020	BNP	53140	8 460	8 690	18	2.538	Vandalismo provoca daño en fase C tramo submarino

Fuente: CFE Distribución

La Figura IX.3 muestra el historial de fallas, la duración en minutos, el número de usuarios afectados y la demanda de energía afectada.



Fuente: CFE Distribución

Figura IX.3 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 2007 a 2020.

En las Figura IX.4 y Figura IX.5 se muestran algunos de los daños ocasionados al cable submarino por el impacto y arrastre del ancla de alguna embarcación sobre la fase "B", así como el daño ocasionado por la propela de una embarcación en el cable de la fase C.



Figura IX.4 Fallas por arrastre e impacto de ancla.

Imagen VII.3



Figura IX.5 Falla ocasionada por propela de una embarcación.

Fuente: CFE Distribución

Conclusión.

En 2023 se puso en operación el proyecto con la modernización del cable submarino, en la Tabla IX.2 se muestra la inversión aproximada ejercida en el año 2023 para el cierre del proyecto.

Tabla IX.2 Inversión aproximada ejercida en el año 2023 para el cierre del proyecto de reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.

Concepto de Inversión	Inversión (MDP)
Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres	200.7

Fuente: CFE Distribución; MDP. - millones de pesos

9.2 Conexión de la Isla de Holbox.

Objetivo.

Alimentar la Isla de Holbox desde las Redes Generales de Distribución provenientes del continente, a través de un cable que conecte a la nueva subestación eléctrica que se construirá para que se alimente a la red de media tensión de la isla, quitando la generación existente que alimenta a la isla. La conexión más cercana en el lado continental es la S.E. Popolnah, 9.375 MVA 115/34.5 kV, de la Zona de distribución Tizimín. El sistema de Generación que se tiene actualmente en la isla data del año 2004 de acuerdo con datos de placa y que permanece en operación continua (ver problemática). Lo anterior permitirá tener ahorros operativos, beneficios en demanda incremental y disminuir riesgos a la biodiversidad del lugar.

Las obras de distribución incluidas en este proyecto tendrán una vida útil de 30 años y garantizarán el Suministro Eléctrico, con la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad requeridas, atendiendo a 2 323 usuarios actuales y futuros en la Isla de Holbox.

Descripción.

Actualmente, la Isla Holbox tiene un sistema eléctrico aislado de las Redes Generales de Distribución. Se tiene un sistema de generación de energía eléctrica en la isla con 4 plantas generadoras de combustión interna a diésel, con una capacidad de 800 kW en capacidad firme cada una y dos plantas de emergencia de 1 800 kW cada una en 440 V. Es preciso señalar que las 4 unidades base y las 2 de emergencia, sólo operan al 75 % de su capacidad, debido a la antigüedad y diseño respectivamente de los equipos. Además, se requiere del constante traslado de combustible a la isla para su operación, con costos que resultan muy altos, sin tomar en cuenta los costos de mantenimiento de cada una de las unidades de generación.

Debido al crecimiento de los costos de operación y crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la Isla de Holbox, es necesario llevar a cabo acciones para evitar los altos costos operativos y atender el crecimiento de la demanda de energía en el corto y mediano plazos. Adicional a lo anterior, se debe considerar que las plantas presentan derrateos que no permiten su operación nominal y en caso de aumentar la demanda de energía en el corto plazo se deberán negar los servicios. Ver la Tabla IX.3

Tabla IX.3 Capacidad firme instalada con derrateo, contra la Demanda máxima al año 2020 y la esperada al 2023, Fecha de Entrada en Operación (FEO) del proyecto

Proyecto	Capacidad sin proyecto [kW]	Demanda Máxima 2020 [kW]	Demanda Máxima Esperada 2023 [kW]
Conexión de la Isla de Holbox	2400	3060	4300

Fuente CFE Distribución

Esta isla está localizada en el extremo norte del estado de Quintana Roo, perteneciente al municipio de Lázaro Cárdenas, 10 km frente a la costa noreste de la península de Yucatán tiene una extensión de 40 km de largo, 2 km de ancho y 34 km de playa hacia el norte, con una demanda 3060 kW.

La Isla de Holbox tiene un sistema eléctrico aislado de las Redes Generales de Distribución y dado que la isla es un atractivo turístico, se ha presentado un crecimiento en la demanda eléctrica derivado del aumento de nuevos servicios, este crecimiento se puede considerar explosivo debido a la relevancia que está teniendo en la región.

En 2020 la Planta de Generación de la Isla de Holbox, fuente de abastecimiento del lugar, generó, 19.2 GWh de energía, de los cuales vendió 17.9 GWh, lo que se tradujo en una facturación de 45.1 millones de pesos (MDP). El costo de producción para generar esa energía en ese año fue de 119.9 MDP, de los cuales 8.2 MDP representaron costos administrativos y 111.8 MDP costos operativos. La Tabla IX.4 muestra las ventas del producto, costos administrativos; costos totales de generación, operación y mantenimiento de la Planta Eléctrica Holbox.

Tabla IX.4 Costos de la generación en la Isla Holbox.

Año	Ventas del Producto [MDP]	Ventas [GWh]	Generación [GWh]	Costo Operativo de Generación [MDP]	Costo Administrativo [MDP]	Costo de Producción [MDP]
2014	12.6	5.943	7.172	28.9	2.6	31.5
2015	15.4	7.502	9.066	39.7	13.7	53.4
2016	19.3	9.028	10.960	56.6	17.1	73.7
2017	25.4	10.260	12.004	79.3	7.3	86.5
2018	32.9	13.402	14.566	88.3	6.1	94.4
2019	41.9	16.928	18.090	90.9	7.4	98.3
2020	45.1	17.900	19.200	111.8	8.2	119.9

Fuente CFE Distribución

Las cifras pueden variar debido a redondeo

Costo Operativo de Generación: Costo anual erogado por el uso de combustible Diesel para la generación de energía eléctrica.

Costo Administrativo: Costo erogado por el envío de combustible de la Central de Generación Felipe Carrillo Puerto a la Isla de Holbox, la fuerza de trabajo de 4 Operadores además de indirectos relacionados al pasivo laboral e indirectos del corporativo nacional.



Fuente: CFE Distribución

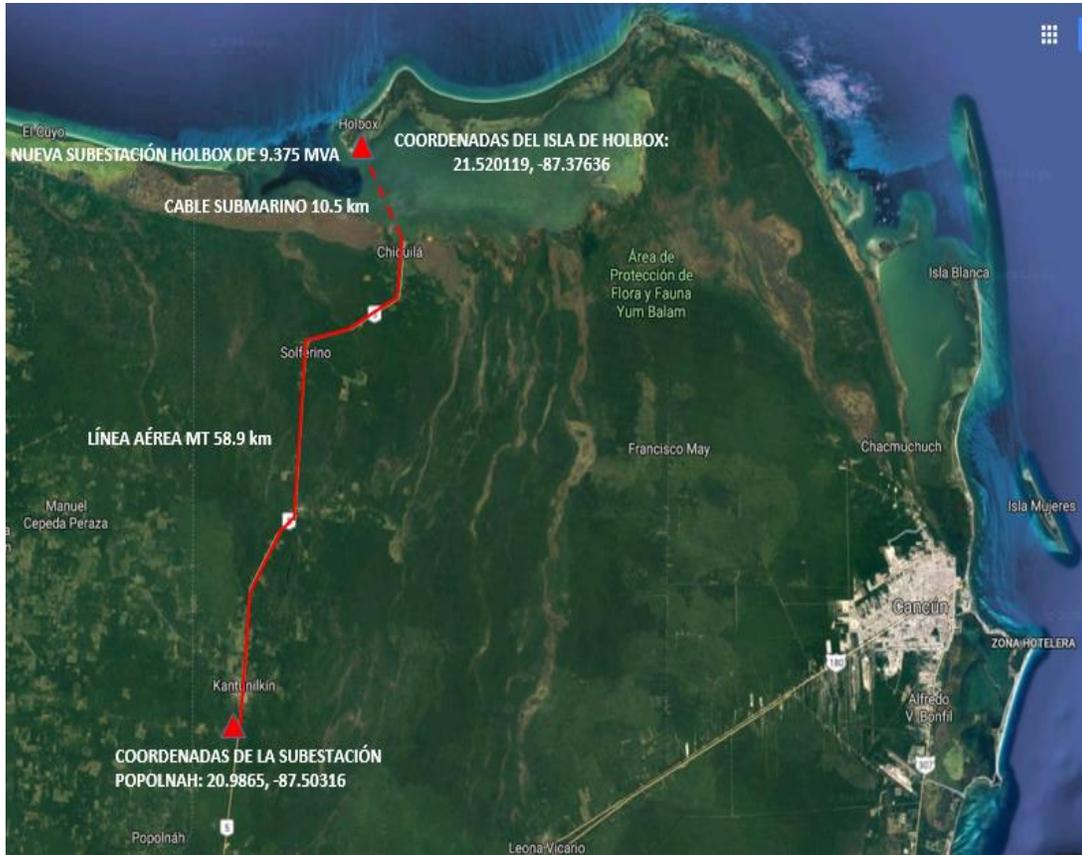
Figura IX.6 Instalaciones actuales de las unidades de generación en Isla Holbox.

Alcances.

El proyecto considera la construcción de un alimentador en 34.5 kV en la S.E. Popolnah con 58.9 km en un circuito en M.T. 3F-4H-34.5 kV-ACSR-477, al poblado de Chiquilá con fibra óptica y un seccionador tipo pedestal STP-SF6-S-35 kV, la construcción de un circuito 3F-4H-34.5kV-500 kCM de Cu-XLP-NA 133% submarino con una longitud de 10.5 km para cruzar de Chiquilá hacia Holbox, el cual incluyendo fibra óptica, el cuarto hilo es de reserva, la construcción de la subestación Holbox, 1T-3F- 20 MVA-34.5/13.8 kV-1A/2A, en bajo perfil y repotenciación del nivel de tensión de 2.4 a 13.8 kV de los 89 transformadores existentes los cuales son de diversas capacidades, con una capacidad instalada de 3 675 kVA , la red de media tensión de distribución en la isla tiene aislamiento para 15 kV, la cual opera a un nivel de tensión de 2.4 kV.

Los costos por mes de combustible se eliminarán al quitar las plantas existentes. Así como el riesgo de daño al medio ambiente por el traslado de combustibles.

La Figura IX.7 muestra la ubicación geográfica del proyecto.



Fuente: CFE Distribución

Figura IX.7 ubicación geográfica del proyecto.

Conclusión

El proyecto se concluyó en el año de 2023, en la Tabla IX.5 se muestra la inversión aproximada ejercida en el año 2023 para el cierre del proyecto.

Tabla IX.5 Inversión aproximada ejercida en el año 2023 para el cierre del proyecto de conexión de la Isla Holbox.

Concepto de Inversión	Inversión (MDP)
Conexión de la Isla de Holbox	193.4

Fuente: CFE Distribución; MDP. - millones de pesos

X. 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 X.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 X.1 muestra el mapa de ruta para el despliegue de REI en CFE Distribución.

Tabla X.1 Proyectos de REI de las RGD.

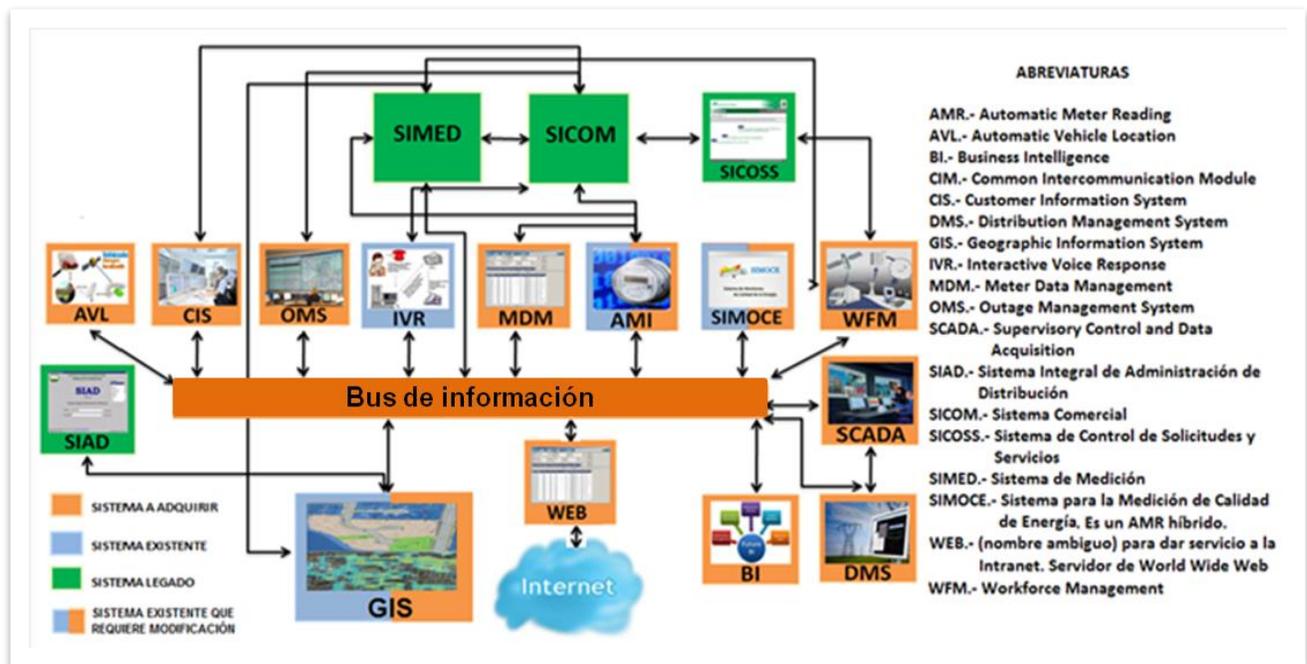
Proyectos de REI	Alineación	Nombre del proyecto
En desarrollo (PREI 2020)	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad y seguridad de las RGD. • Integración de proyectos de Generación Distribuida. 	<ul style="list-style-type: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

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

La Tabla X.2 muestra en resumen las inversiones requeridas para los proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD que requieren inversión en el período 2024 – 2028.

Tabla X.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]
	2024	2025	2026	2027	2028	
Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD						
Operación remota y automatismo en redes de distribución.	351.00	402.00	374.00	350.00	374.00	1 851.00
Escalamiento de la medición a AMI.	0.00	205.00	197.00	199.00	198.00	799.00
Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.	0.00	270.51	270.03	0.00	0.00	540.54
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)	0.00	226.98	287.00	124.82	112.42	751.22
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD	0.00	353.07	289.38	208.13	168.01	1 018.59
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución	0.00	438.20	283.84	260.83	239.83	1 222.70
Subtotal	351.00	1 895.76	1 701.25	1 142.78	1 092.26	6 183.05

Fuente: CFE Distribución

10.1 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.

Para el período de 2024 a 2028 se tiene considerado la instalación de 5304 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 1 851 millones de pesos. La Tabla X.3 muestra la inversión y metas físicas del programa en un período de 5 años.

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

Descripción	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Inversión [Millones de pesos]	351	402	374	350	374	1 851
N° de Equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC)	1 005	1 152	1 072	1 003	1 072	5 304

Fuente: CFE Distribución

10.2 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 X.4 se muestran las inversiones necesarias para el proyecto.

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

Área	Inversión (MDP)				Total
	2025	2026	2027	2028	
Baja California	8.5	8.2	8.3	8.3	33.3
Noroeste	9.6	9.2	9.3	9.3	37.4
Norte	10.2	9.8	9.9	9.8	39.7
Golfo Norte	15.7	15.1	15.2	15.2	61.2
Centro Occidente	11.0	10.6	10.7	10.6	42.9
Centro Sur	13.6	13.1	13.2	13.1	53

Área	Inversión (MDP)				Total
	2025	2026	2027	2028	
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
Nacional	205.0	197.0	199.0	198.0	799.0

Fuente: CFE Distribución; MDP. - millones de pesos

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

Tabla X.5. Cantidad de servicios

Área	Cantidad por Año				Total
	2025	2026	2027	2028	
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
Nacional	18 872	18 136	18 320	18 228	73 556

Fuente: CFE Distribución

10.3 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 X.6

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

Inversión requerida	Esquema de Inversión (MDP)		
	2025	2026	Subtotal
Puntos de Medición entre Zonas de Carga	270.51	270.03	540.54

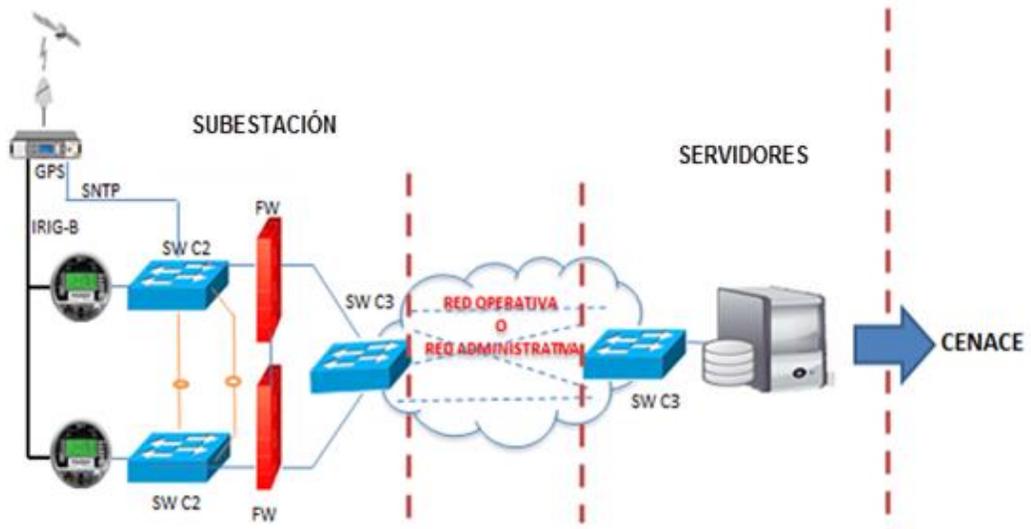
Fuente: CFE Distribución

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

Confiabilidad de Puntos de Medición Fuera de Subestaciones			
División	Total de Puntos	2025	2026
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	2025	2026
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
Total	1 207	607	600

Fuente CFE Distribución



Mapa de flujo de información

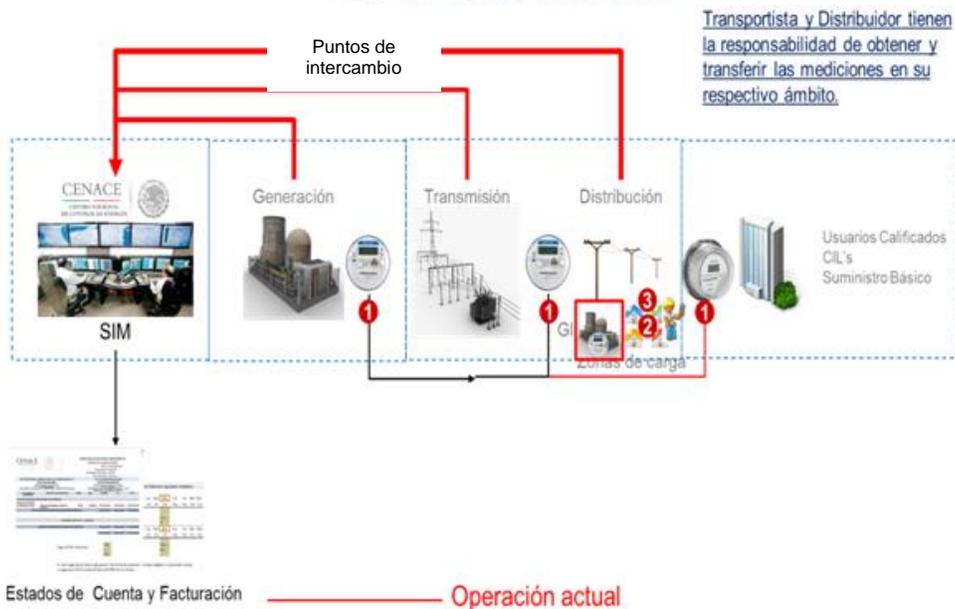


Figura X.2. Esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

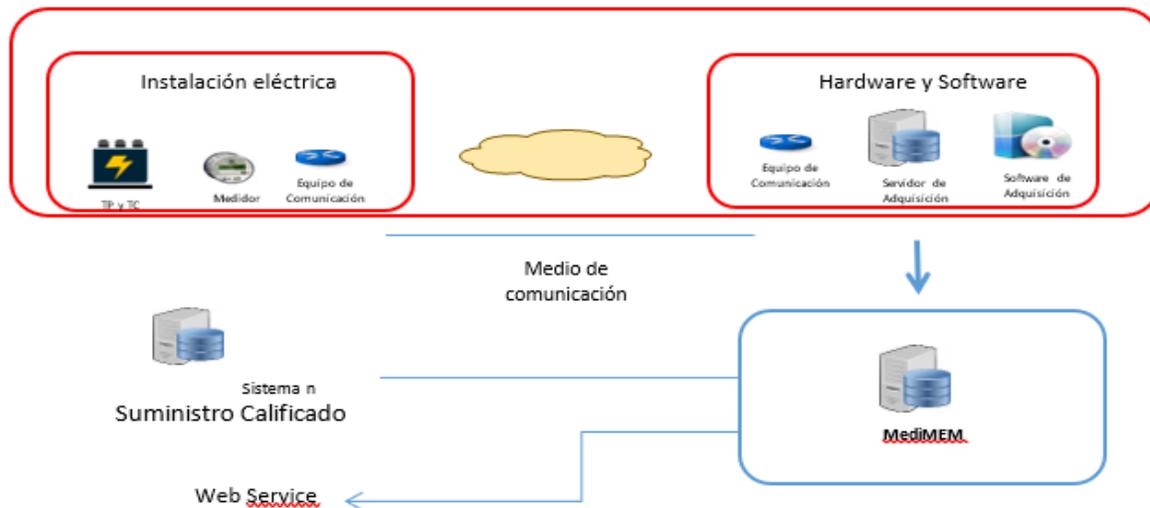


Figura X.3. Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al exterior de subestaciones

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.

10.4 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 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 el período de 2025 a 2028 se tiene considerado la instalación de 4 465 medidores (tabla X.9), 133 unidades concentradoras (tabla X.10) y 1 servidor (tabla X.11), para lo que se requiere una inversión total de 751.22 millones de pesos (tabla X.12).

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

División de CFE Distribución	2025	2026	2027	2028	Total
Baja California	63	80	35	31	209
Noroeste	140	178	77	70	465
Norte	138	176	76	69	459
Golfo Norte	200	255	110	100	665
Centro Occidente	15	20	8	8	51
Centro Sur	63	80	34	31	208
Oriente	85	108	46	42	281
Sureste	119	151	65	59	394
Valle de México Norte	57	72	31	28	188
Valle de México Centro	42	54	23	21	140
Valle de México Sur	34	43	19	17	113
Bajío	103	131	57	51	342
Golfo Centro	82	104	45	41	272
Centro Oriente	37	47	20	18	122
Peninsular	90	114	49	45	298
Jalisco	77	99	43	39	258
Nacional	1 345	1 712	738	670	4 465

Fuente: CFE Distribución

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

División de CFE Distribución	2025	2026	2027	2028	Total
Baja California	2	2	1	1	6
Noroeste	3	3	2	1	9
Norte	2	3	2	1	8
Golfo Norte	3	4	2	2	11
Centro Occidente	3	4	2	2	11
Centro Sur	3	3	2	1	9
Oriente	2	3	1	1	7
Sureste	3	3	2	1	9
Valle de México Norte	2	2	2	1	7
Valle de México Centro	2	2	1	1	6
Valle de México Sur	2	2	1	1	6
Bajío	3	3	2	1	9
Golfo Centro	2	3	1	1	7
Centro Oriente	3	3	2	1	9
Peninsular	2	3	2	1	8
Jalisco	3	4	2	2	11
Nacional	40	47	27	19	133

Fuente: CFE Distribución

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

División de CFE Distribución	Servidores Divisionales
Sureste	1

Fuente: CFE Distribución

Tabla X.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
	2025	2026	2027	2028	
Medición para Liquidación (SIMOCE)	219.45	279.33	120.41	109.32	728.51
Equipos Concentradores	6.53	7.67	4.41	3.1	21.71
Servidores	1.00				1.00
Total	226.98	287	124.82	112.42	751.22

Fuente: CFE Distribución

10.5 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 descontinuados 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 2025 – 2028 es de a 1 018.59 millones de pesos, como se muestra la tabla X.13.

Tabla X.13. Inversión requerida para la adquisición del programa

Concepto	Inversión anual (MDP)				Total
	2025	2026	2027	2028	
Adquisición de equipos de Radiocomunicación de voz y datos	353.07	289.38	208.13	168.01	1 018.59

Fuente: CFE Distribución

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

Tabla X.14. Metas físicas

Concepto	Año (Unidades)				Total
	2025	2026	2027	2028	
Equipos de radiocomunicación voz portátiles	1 168	953	669	541	3 331
Equipos de radiocomunicación voz móviles	2 874	2 348	1 663	1 335	8 220
Equipos de radiocomunicación voz fijos	425	336	190	157	1 108
Equipos de radiocomunicación voz repetidores	149	119	73	66	407
Equipos de radiocomunicación de datos	3 758	3 114	2 386	1 893	11 151
Total	8 374	6 870	4 981	3 992	24 217

Fuente: CFE Distribución

10.6 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 X.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
Total	1 222.70

Fuente: CFE Distribución

Inversión y alcances

La inversión por año en el periodo 2025 al 2028 se muestra en la tabla siguiente

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

División	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Baja California	32.19	22.45	22.26	21.54	98.44
Bajío	37.83	26.50	28.44	25.40	118.17
Centro Occidente	17.60	14.61	14.61	13.79	60.61
Centro Oriente	18.32	11.42	10.86	11.84	52.44
Centro Sur	24.35	15.39	15.39	15.39	70.52
Golfo Centro	37.33	16.33	8.97	5.58	68.21
Golfo Norte	44.49	30.48	31.69	31.41	138.07
Jalisco	14.46	8.30	10.74	10.74	44.24
Noroeste	30.77	19.72	19.37	18.33	88.19
Norte	25.51	20.94	19.63	19.63	85.71
Oriente	44.88	28.07	28.47	21.93	123.35
Peninsular	30.75	18.56	16.56	15.59	81.46
Sureste	38.13	27.75	22.07	18.64	106.59
Valle de México Centro	8.53	5.86	5.44	5.44	25.27
Valle de México Norte	18.58	5.84	4.31	4.12	32.85
Valle de México Sur	14.48	11.62	2.02	0.46	28.58
TOTAL	438.20	283.84	260.83	239.83	1 222.70

Fuente: CFE Distribución

Tabla X.17. Tabla Cantidad de equipos a adquirir por año.

Equipo	2025	2026	2027	2028	Total
Ruteador Para CCD	101				101
Switch OT capa 2 para CCD	175				175
Ruteador Industrial para Subestación	193	187	188	187	755
Switch Industrial Capa 2 para Subestación	821	679	673	648	2 821
Módulo Procesador de Comunicaciones SCADA (Protocolo IEC 61850)	28	24	25	14	91
Módulo Procesador de Comunicaciones SCADA (Protocolo DNP)	484	399	330	309	1 522
Módulo de Entradas y Salidas (MCADs)	1 323	945	808	683	3 759
Cantidad de Equipos	3 125	2 234	2 024	1 841	9 224

Fuente: CFE Distribución

XI. 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.

11.1 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 XI.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:

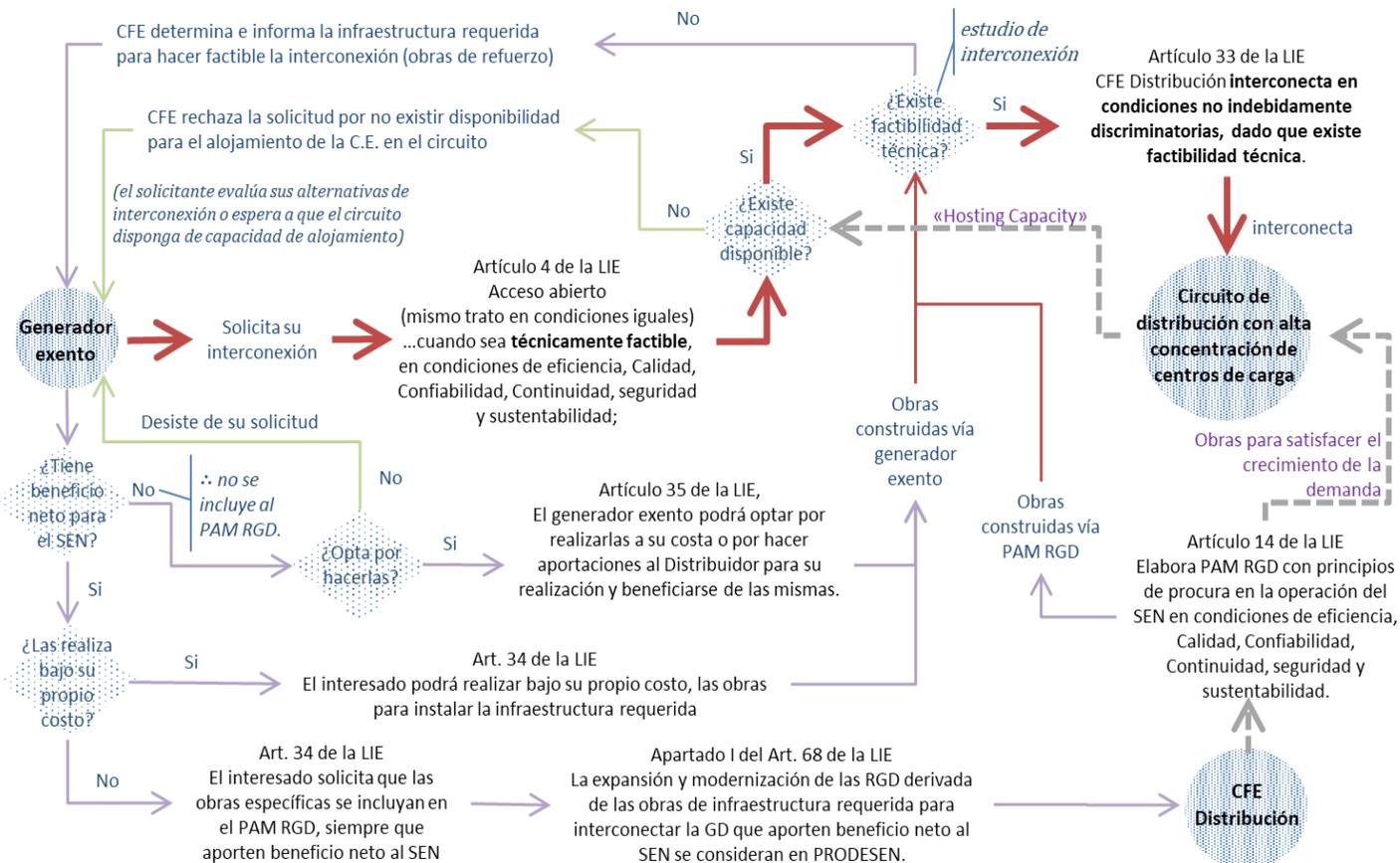


Figura XI.1 Estrategia para considerar en el proceso de planeación de las RGD los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica asociados con el incremento en la Generación Distribuida.

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.

11.2 Estadísticas de interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.

La capacidad total acumulada en Centrales Eléctricas de Generación Distribuida ascendió, al segundo semestre de 2023, a un total de 3 361 MW, con un porcentaje de generación fotovoltaica mayor al 99.3%. La Figura XI.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 XI.2 Capacidad integrada de Centrales de Generación Distribuida por División de Distribución.

Como se muestra en la Figura XI.3, Figura XI.4 y Tabla XI.1, en el período de 2017 a 2023 se recibieron, anualmente en promedio, 51 331 solicitudes de interconexión en baja tensión, 92% en sistemas monofásicos y 8% en sistemas trifásicos.

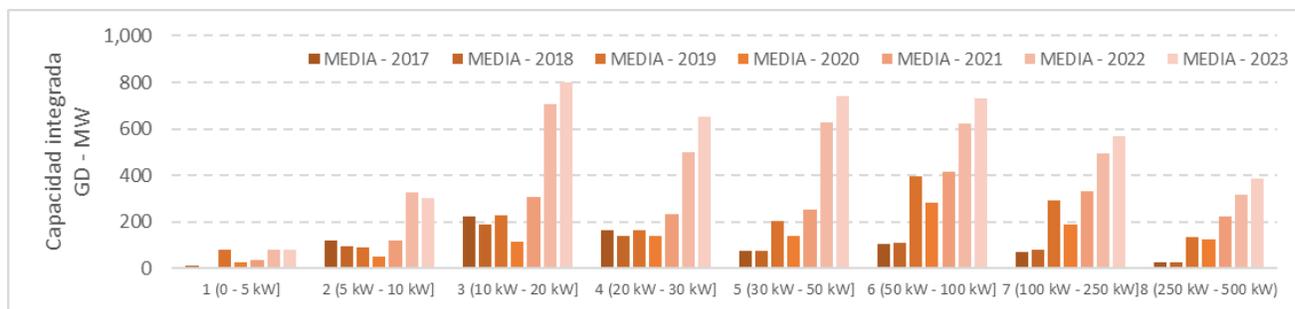


Figura XI.3 Solicitudes de interconexión recibidas en media tensión, de 2017 a 2023.

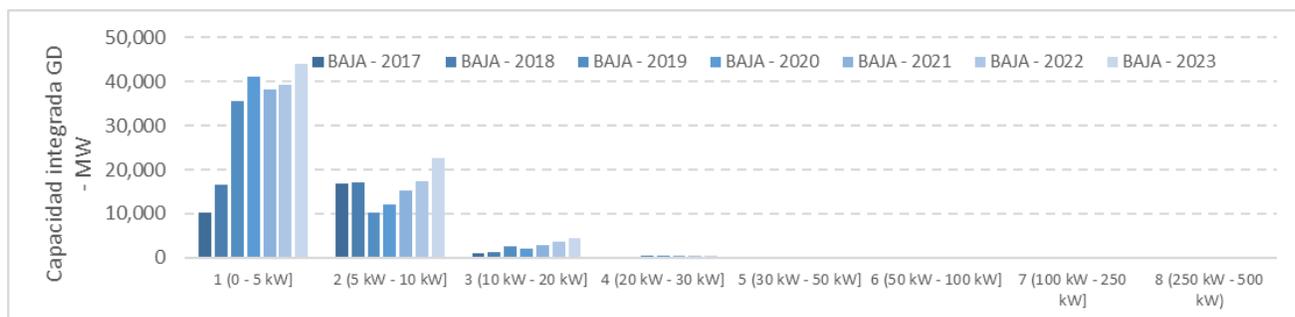


Figura XI.4 Solicitudes de interconexión recibidas en baja tensión, de 2017 a 2023.

En lo que respecta a las solicitudes de interconexión de media tensión, en el mismo período, se recibieron anualmente en promedio 2 000 solicitudes, 60% con capacidad menor a 50 kW, 31% con capacidad menor a 250 kW y 9 % en el rango de 250 kW a 500 kW.

Tabla XI.1 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2023.

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

Fuente: Plataforma informática en materia de Generación Distribuida

11.3 Pronósticos de la Generación Distribuida en las RGD.

Tomando como base el año de interconexión física, en la Figura IV.3 se muestra una tendencia de crecimiento en la capacidad total agregada de Centrales Eléctricas de GD para el período 2024 – 2029, con una tasa anual promedio de 20 %.



Fuente: CFE, Plataforma informática en materia de Generación Distribuida

Figura XI.5 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2029.

De mantenerse esta tendencia, a finales de 2029 la capacidad total instalada en Centrales de GD sería del orden de 10 916 MW, con un intervalo de confianza entre 8 024 MW y 14 629 MW.

11.4 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 XI.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.

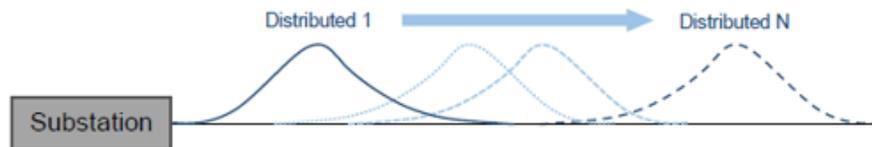


Figura XI.6 Escenarios de simulación estocástica para la distribución de la capacidad incremental de pequeñas Centrales Eléctricas a lo largo de un circuito de distribución.

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>).

11.4.1 Requerimientos de estudios de interconexión.

Como se observa en la Figura XI.7, las Centrales de Generación Distribuida interconectadas en media tensión, muestran una clara tendencia a la instalación de capacidades superiores a los 100 kW.

Esta tendencia muestra un propósito final hacia la venta de energía y en menor grado al uso propio de la energía con fines de autoabastecimiento, dando lugar a que se presenten solicitudes con una mayor concentración de generación en ciertos nodos del sistema eléctrico, que no se apegan a las consideraciones con las cuales se determina la capacidad de alojamiento de los circuitos de distribución, por lo que debe revisarse el impacto que tiene cada nueva solicitud de interconexión sobre el sistema eléctrico.

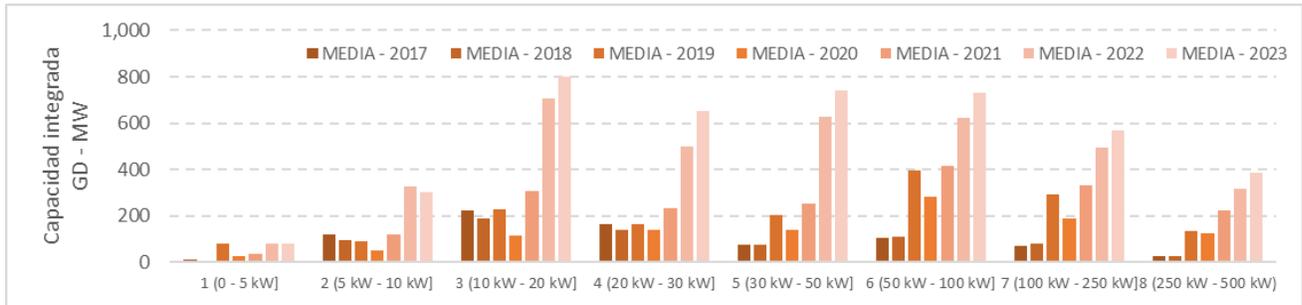


Figura XI.7 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en media tensión, de 2017 a 2023.

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.

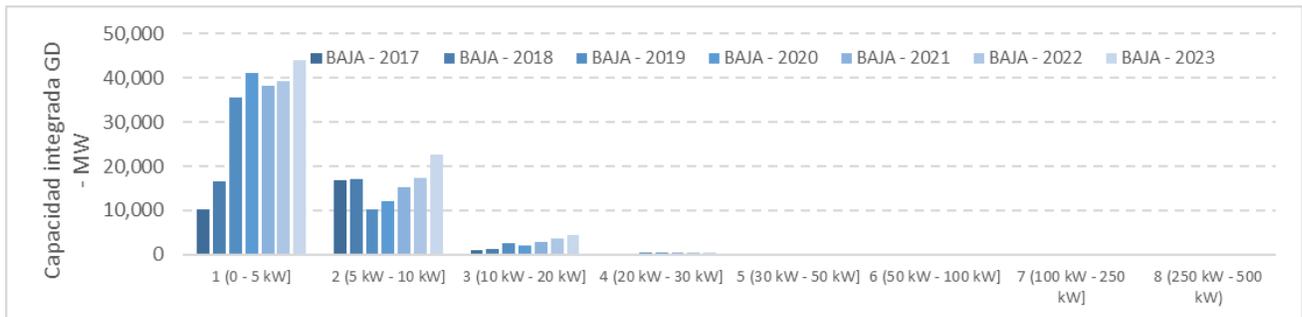


Figura XI.8 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en baja tensión, de 2017 a 2023

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 XI.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 2023 en MVA	Índice de incorporación de Generación Distribuida
Baja California	3 745	134	3.40%
Noroeste	5 304	239	4.30%
Norte	4 827	345	6.80%
Golfo Norte	7 470	460	5.90%
Centro Occidente	1 332	236	16.80%
Centro Sur	1 567	100	6.10%
Oriente	2 337	89	3.60%
Sureste	2 700	68	2.40%
Valle de México Norte	2 256	106	4.50%
Valle de México Centro	1 645	77	4.40%
Valle de México Sur	2 278	129	5.40%
Bajío	4 528	443	9.30%
Golfo Centro	1 923	121	6.00%
Centro Oriente	2 136	77	3.40%
Peninsular	2 788	212	7.20%
Jalisco	3 108	526	16.10%
TOTAL	49 944	3 362	6.40%

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 XI.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 2022	Cantidad de circuitos con capacidad limitada de incorporación de Generación Distribuida 2023	Variación
Baja California	736	57	65	8
Bajío	1 166	391	565	174
Centro Occidente	759	105	104	-1
Centro Oriente	573	145	147	2
Centro Sur	582	41	37	-4

División	Cantidad de Circuitos	Cantidad de circuitos con capacidad limitada de incorporación de Generación Distribuida 2022	Cantidad de circuitos con capacidad limitada de incorporación de Generación Distribuida 2023	Variación
Golfo Centro	576	122	157	35
Golfo Norte	1 560	190	198	8
Jalisco	759	82	107	25
Noroeste	1 109	87	70	-17
Norte	963	176	159	-17
Oriente	690	117	114	-3
Peninsular	661	83	82	-1
Sureste	812	316	194	-122
Valle de México Centro	443	13	5	-8
Valle de México Norte	500	31	27	-4
Valle de México Sur	469	6	7	1
Total	12 358	1 962	2 038	76
Participación porcentual		15.9%	16.5%	0.6%

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 2023, 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 2022 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.

11.5 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 XI.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 XI.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

11.6 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 2023, no se requieren programas adicionales, con el fin único de interconectar Centrales Eléctricas de Generación Distribuida. Lo anterior significa que para los años 2024 y 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 2023 y el crecimiento esperado de la demanda en los próximos 5 años, se determinó que para el 2024 y 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 XI.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]
	2024	2025	2026	2027	2028	
Programa para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD						
Proponer elementos necesarios para el alojamiento de la GD en las RGD			509.00	607.00	725.00	1 841.00
Subtotal	0.00	0.00	509.00	607.00	725.00	1 841.00

Tabla XI.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	222
Centro Occidente	26	31	37	94
Centro Oriente	37	44	52	133
Centro Sur	22	26	31	79
Golfo Centro	39	47	56	142
Golfo Norte	49	59	70	178
Jalisco	27	32	38	97
Noroeste	22	26	31	79
Norte	40	47	57	144
Oriente	28	34	41	103
Peninsular	22	26	31	79
Sureste	48	58	69	175
Valle de México Centro	22	26	31	79
Valle de México Sur	22	26	31	79
Valle de México Norte	22	26	31	79
Baja California	22	26	31	79
Total	509	607	725	1 841

Fuente: CFE Distribución

Tabla XI.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	400
Centro Occidente	46	55	66	167
Centro Oriente	65	78	94	237
Centro Sur	38	46	56	140
Golfo Centro	70	84	100	254
Golfo Norte	88	106	127	321
Jalisco	47	57	68	172
Noroeste	38	46	56	140
Norte	71	85	102	258
Oriente	50	61	73	184
Peninsular	38	46	56	140
Sureste	86	103	124	313
Valle México Centro	38	46	56	140
Valle México Sur	38	46	56	140
Valle México Norte	38	46	56	140
Baja California	38	46	56	140
Total	899	1 083	1 304	3 286

Fuente: CFE Distribución

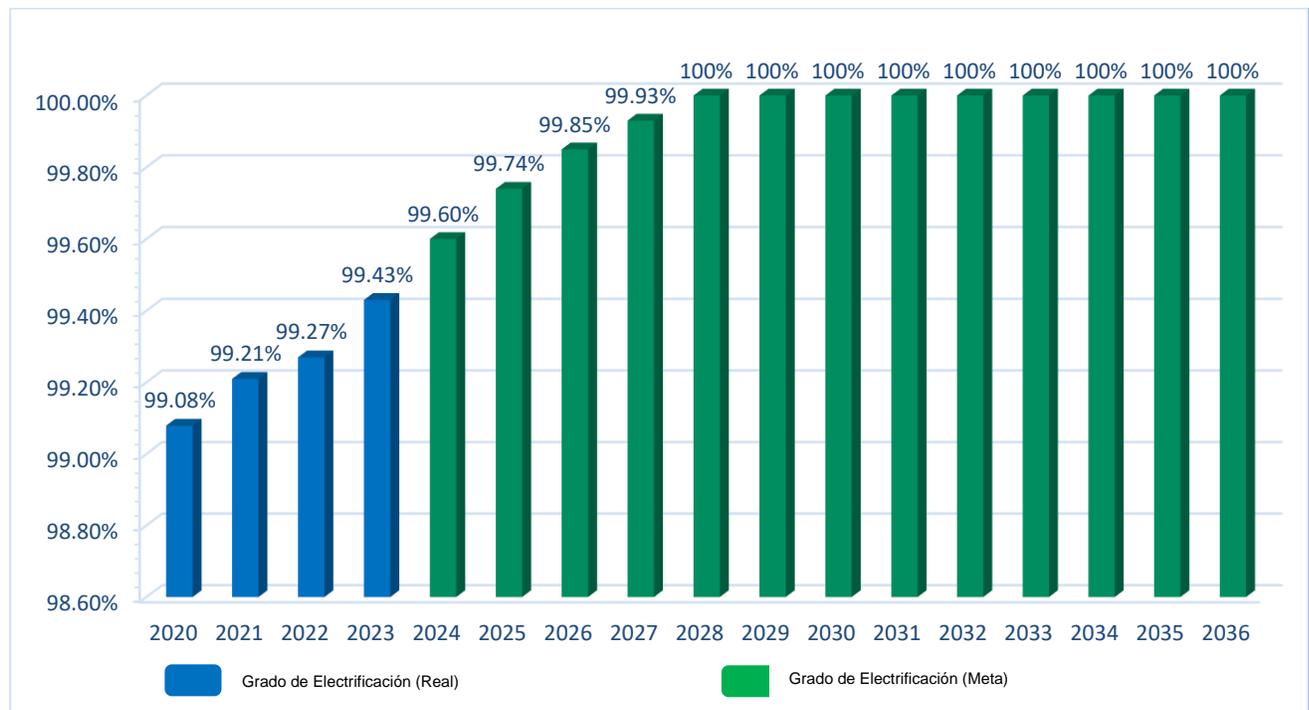
XII. Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

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 2023 del 99.43% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, estando aún pendientes de electrificar 743 685 habitantes, es decir, el 0.57% del total de la población, tanto en el ámbito rural como urbano como se observa en la Figura XII.1.

Figura XII.1 Evolución del grado de electrificación 2020-2036.



Fuente: CFE Distribución

12.1 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 2023, se construyeron 4 648 obras de electrificación convenidas con la SENER mediante el FSUE, el Instituto Nacional de Pueblos Indígenas (INPI), estados y municipios, con una inversión de 3 328 MDP, beneficiando a 300 735 habitantes en los 32 estados del País.

Para el 2024 – 2025, se tiene programado construir 10 885 proyectos de electrificación financiados por el FSUE, el INPI, estados y municipios, por una inversión de 7 865 MDP, para beneficiar a 585 741 habitantes, de los cuales 9 158 proyectos corresponden al componente de Extensiones de Redes Generales de Distribución y 1 727 al componente de Instalación de Sistemas Aislados.

Tabla XII.1. Obras de electrificación a construirse en 2024 – 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	118	9 613	73.98
Bajío	736	34 667	808.79
Centro Occidente	515	20 204	175.27
Centro Oriente	512	38 552	437.35
Centro Sur	957	38 060	579.92
Golfo Centro	1 026	26 902	391.57
Golfo Norte	79	1 396	30.70
Jalisco	360	31 248	326.52
Noroeste	324	19 172	208.22
Norte	419	19 518	308.44
Oriente	1 684	81 774	916.41
Peninsular	183	6 184	82.44
Sureste	1 931	169 033	2 247.06
Valle de México Centro	53	3 959	29.63
Valle de México Norte	89	12 484	102.63
Valle de México Sur	172	12 284	95.33
Nacional	9 158	525 050	6 814.26

Fuente: CFE Distribución

Tabla XII.2 Obras de electrificación a construirse en 2024- 2025 mediante el componente de Instalación de Sistemas Aislados.

División	No. de obras	N° de habitantes beneficiados	Inversión en millones de pesos
Baja California	50	942	13.91
Bajío	62	1 430	17.94
Centro Occidente	101	2 328	42.98
Centro Oriente	51	1 176	21.68
Centro Sur	81	1 528	28.92
Golfo Centro	65	2 284	41.79
Golfo Norte	16	96	1.75
Jalisco	106	5 104	90.10
Noroeste	233	4 652	65.79
Norte	516	20 883	381.52
Oriente	225	6 032	88.59
Peninsular	39	2 720	49.29
Sureste	166	11 204	200.14
Valle de México Norte	4	32	0.58
Valle de México Sur	12	280	5.36
Nacional	1 727	60 691	1 050.34

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 2023 al 2024 ver Tabla XII.3.



Tabla XII.3 Estadística del grado de electrificación 2023 por División de Distribución y meta al año 2024

División de Distribución	Grado de Electrificación 2023 (%)	Grado de Electrificación Meta 2024 (%)
Baja California	99.19%	99.31%
Bajío	99.44%	99.58%
Centro Occidente	99.66%	99.80%
Centro Oriente	99.60%	99.81%
Centro Sur	99.02%	99.29%
Golfo Centro	99.33%	99.53%
Golfo Norte	99.98%	99.98%
Jalisco	99.38%	99.55%
Noroeste	99.50%	99.66%
Norte	99.22%	99.28%
Oriente	99.06%	99.41%
Peninsular	99.24%	99.32%
Sureste	98.59%	99.14%
Valle de México Centro	99.97%	100.00%
Valle de México Norte	99.95%	99.99%
Valle de México Sur	99.87%	99.91%
Nacional	99.43%	99.60%

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 2024 – 2038.

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión															
	[millones de pesos (MDP)]															
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Total
Programas de ampliación de las RGD																
Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	945.00	956.00	987.00	996.00	991.00	985.00	992.00	997.00	983.00	986.00	991.00	994.00	997.00	991.00	986.00	14 777.00
Regularización de colonias populares.	101.00	166.00	165.00	165.00	152.00	157.00	162.00	167.00	172.00	177.00	182.00	187.00	193.00	199.00	199.00	2 544.00
Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2 878.00	3 739.00	3 851.00	3 967.00	4 088.00	4 322.00	4 452.00	4 585.00	4 723.00	4 864.00	5 010.00	5 161.00	5 315.00	5 475.00	5 635.00	68 065.00
Subtotal	3 924.00	4 861.00	5 003.00	5 128.00	5 231.00	5 464.00	5 606.00	5 749.00	5 878.00	6 027.00	6 183.00	6 342.00	6 505.00	6 665.00	6 820.00	85 386.00
Programas de modernización de las RGD																
Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	150.42	319.36	291.23	277.44	286.33	188.67	301.00	310.00	319.00	329.00	339.00	349.00	359.00	370.00	379.00	4 568.45
Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.		278.45	276.50	280.84	282.13	239.00	236.00	235.00	228.00	242.00	239.00	238.00	231.00	244.00	241.00	3 490.92
Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221.44	186.77	195.75	192.56	228.08	192.37	201.62	198.34	234.93	198.14	207.67	204.29	241.97	204.09	2 908.02
Confiable y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185.08	176.12	180.19	173.84	191.00	187.00	178.00	182.00	176.00	193.00	189.00	180.00	184.00	177.00	2 552.23
Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución		522.29	24.81	24.05	11.26											582.41
Subtotal	150.42	1 526.62	955.43	958.27	946.12	846.75	916.37	924.62	927.34	981.93	969.14	983.67	974.29	1 039.97	1 001.09	14 102.03
Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD																
Operación remota y automatismo en redes de distribución.	351.00	402.00	374.00	350.00	374.00	350.00	352.00	355.00	349.00	354.00	341.00	332.00	321.00	309.00	309.00	5 223.00
Escalamiento de la medición a AMI.		205.00	197.00	199.00	198.00											799.00
Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.		270.51	270.03													540.54
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)		226.98	287.00	124.82	112.42											751.22
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD		353.07	289.38	208.13	168.01											1 018.59
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución		438.20	283.84	260.83	239.83											1 222.70
Subtotal	351.00	1 895.76	1 701.25	1 142.78	1 092.26	350.00	352.00	355.00	349.00	354.00	341.00	332.00	321.00	309.00	309.00	9 555.05
Programa para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD																
Proponer elementos necesarios para el alojamiento de la GD en las RGD			509.00	607.00	725.00											1 841.00
Subtotal	0.00	0.00	509.00	607.00	725.00	0.00	1 841.00									
Total	4 425.42	8 283.38	8 168.68	7 836.05	7 994.38	6 660.75	6 874.37	7 028.62	7 154.34	7 362.93	7 493.14	7 657.67	7 800.29	8 013.97	8 130.09	110 884.08

Fuente: CFE Distribución