Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

2022

CRE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, 2022
Comisión Reguladora de Energía
Adolfo López Mateos No. 172 Colonia Merced Gómez
Alcaldía Benito Juárez, Ciudad de México, C.P. 03930

Se autoriza la reproducción sin alteraciones del material contenido en esta obra, sin fines de lucro y con la siguiente cita:

"Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, 2022. Comisión Reguladora de Energía – Unidad de Electricidad. CDMX - México, C.P. 03930. Octubre de 2023. 124 páginas."

"Reliability Report of Nacional Electric System, 2022. Energy Regulatory Commission – Electricity Unit. Government of Mexico CDMX – Mexico, ZP 03930. October, 2023. 124 Pages."

Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

Edición 2022

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

www.gob.mx/cre

GSL & ROM

Resumen Ejecutivo

El Reporte de confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2022, reúne diversos indicadores del desempeño y estadística del comportamiento de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) que permiten conocer el grado de confiabilidad que mantuvo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en 2022. Esta es la sexta edición consecutiva que la Comisión Reguladora de Energía pone a disposición del público en general haciendo uso de las atribuciones que la Ley de la Industria Eléctrica le confiere, como parte de sus obligaciones de vigilancia y en seguimiento al cumplimiento del marco regulatorio vigente en materia de confiabilidad.

Una de las premisas del SEN es garantizar el suministro de energía eléctrica en el país, prestando un servicio público en condiciones de eficiencia, calidad, continuidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad; para lograr ese cometido, la regulación vigente establece índices que permiten el seguimiento de variables propias de la RNT, las RGD y la operación del sistema en su conjunto. Su determinación obedece a criterios y requerimientos técnicos contenidos en la regulación vigente para variables básicas como la Tensión y la Frecuencia y para el seguimiento de los índices de calidad del suministro eléctrico como la frecuencia promedio por usuario de las interrupciones en las RNT y RGD del SEN.

El desempeño operativo del SEN en 2022 reportó una mejora en sus principales indicadores, la recuperación de la actividad económica del país incrementó los valores de la demanda y se normalizaron los flujos de los corredores principales, aunque esto también representó retomar la saturación de algunos de ellos. Las condiciones climáticas registradas a lo largo del año tuvieron un efecto sobre la disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica (UCE) que registraron salidas de operación por degradación o por efectos de la administración de los embalses, acentuadas en los meses de altas temperaturas. En ese año, las salidas de UCE por falla y las salidas por falta de combustible, registraron su menor valor con respecto a lo reportado en los dos años anteriores.

La reserva operativa de los sistemas integrantes del SEN, que determina el indicador del Margen de Reserva Operativo (MRO), mantuvo valores aceptables a lo largo de 2022. Los sistemas SIN, SIBC y SIM permanecieron por arriba del límite establecido durante su operación, sin embargo, durante los meses de junio a septiembre de dicha anualidad el SIBCS registró desviaciones por debajo del límite aceptable, aún con la autorización de la aplicación del Protocolo Correctivo.

En el análisis de los Disturbios en el SEN, dado el cambio en su clasificación derivado de la entrada en vigor del Código de Red que se emitió con la resolución RES/550/2021, se puede observar una redistribución asociada a las afectaciones de carga y de generación por separado, lo que incrementó los

disturbios de baja y media relevancia y se redujeron aquellos cuya afectación era considerada mínima o alta. Bajo esta consideración, la mejora relativa a los disturbios es reportada sobre el total de disturbios, reflejándose en 2022 una reducción de 4.6% en relación con lo registrado en 2021 y con esta cifra la tasa media de reducción anual fue de 5.7% para el periodo 2018-2022.

Los disturbios que derivaron en interrupciones de carga en todo el SEN sumaron 3,322 eventos, de los cuales los 10 eventos principales en relación con su afectación, representan el 30% sobre la afectación total. La GCR Peninsular registró dos de los disturbios más importantes con afectaciones que derivaron en la declaración de estados operativos de emergencia cuyo origen múltiple fueron fallas en la infraestructura de transmisión con la salida de líneas de alta tensión. Otras de las causas de estos eventos derivan de fenómenos meteorológicos o geológicos, que son clasificados como casos fortuitos o de fuerza mayor, entre los cuáles se presentó un evento de sismo en la GCR Central en septiembre.

En el caso de las variables técnicas, dos de ellas son consideradas fundamentales en el comportamiento del SEN y sus zonas de potencia: la Tensión y la Frecuencia, que son consideradas en el Código de Red estableciendo límites para cada sistema. En 2022, el SIN registró 168 eventos de desviación de tensión, principalmente en las GCR Norte y Oriental que concentraron el 86.9% de los eventos de desviación de tensión en el SIN. Para el SIBC se registraron 9 eventos, mientras que los sistemas SIBCS y SIM no registraron eventos de deviación de tensión. En cuanto a los eventos de desviación de frecuencia, el SIN no registró eventos, mientras que los sistemas SIBC y SIM registraron en total 60 eventos de desviación, que comúnmente se asocian a salidas de generación.

En lo referente al desempeño de la RNT, uno de sus principales indicadores es la disponibilidad de los elementos de su infraestructura IDT, se reportaron valores aceptables para la red de transmisión (161 a 400 kV), manteniendo una tendencia positiva en los últimos tres años. Para 2022 en la red de subtransmisión, todas las GRT se encuentran dentro del rango de la meta establecida y con margen de alrededor de dos puntos porcentuales, lo cual es favorable, aun cuando algunas gerencias reportaron reducciones.

En la evaluación de la continuidad del servicio de la RNT, los índices $SAIFI_T$ y $SAIDI_T$ permiten ponderar por usuario la frecuencia con la que ocurren las interrupciones en las redes y su duración promedio. Durante 2022, el índice se mantuvo favorablemente por debajo de su límite establecido, aun cuando en el mes de junio se presentó el mayor incremento en el $SAIFI_T$ cuyas causas van desde fallas hasta faltantes de infraestructura. Derivado de afectaciones por terceros o fenómenos de la naturaleza, el $SAIFI_T^{Total}$ considera todos los casos fortuitos y de fuerza mayor, que fueron la causa del incremento de 2.55% del $SAIFI_T^{Total}$ en relación con lo reportado en 2021.

En cuanto a la duración de las interrupciones, el índice $SAIDI_T$ registra todas las interrupciones asociadas al transportista con una duración mayor a 5 minutos y en 2022 se observó que el índice registró una reducción superior a 43% en comparación con el valor alcanzado en el 2021, sin embargo, por segundo año consecutivo se superó el límite establecido. Para el caso del $SAIDI_T^{Total}$, asociado a casos fortuitos y de fuerza mayor, los mayores incrementos se registraron en los meses de septiembre y octubre con 9.59 y 13.931 minutos promedio de incremento, respectivamente. Entre las causas reportadas se encuentran la falta de infraestructura, algunos trabajos requeridos en la RNT, derribos de infraestructura por terceros, así como fenómenos de la naturaleza como fue el caso del paso del huracán Roslyn, el cual provocó la interrupción del servicio a los usuarios finales, principalmente en el estado de Nayarit y además en los estados de Jalisco y Sinaloa.

Como parte de los índices de continuidad del sistema, la Energía No Suministrada (ENS) en la RNT, alcanzó un valor de 25,579 MWh, valor que es 6.3% menor al registrado en 2021. En mayo se presentó el mayor incremento del año con una variación de 814.047 MWh, comportamiento asociado con fallas en líneas de transmisión y en subestaciones eléctricas de la RNT en los niveles de tensión de 115 y 69 kV. Una de las principales causas de las fallas en la RNT deriva de los niveles de saturación de las redes que, a su vez, son el resultado de múltiples factores como su estructura física, el comportamiento de la demanda, la capacidad de generación y transmisión disponible, entre otros. Para resolver esta condición se analizan y proponen proyectos por parte del CENACE, en conjunto con el transportista, que serán evaluados e instruidos por SENER, además de publicarse en el PRODESEN.

Los proyectos instruidos por SENER en el periodo 2015 – 2022 fueron un total de 232, de los cuales 9 fueron concluidos entre diciembre de 2019 y diciembre de 2022 y contemplan la incorporación de transformación y compensación; otros 14 proyectos se encuentran en ejecución o construcción, entre los cuales destaca el proyecto M17 REI referente a la Red Eléctrica Inteligente; el resto se encuentra en diferentes etapas del proceso de planeación. La optimización del desempeño de la RNT requiere de actividades avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, que es posible realizar mediante la incorporación de tecnologías avanzadas de operación y control, así como tecnologías de la información y comunicaciones, redes de datos y sistema de gestión. Para avanzar en este cometido, el transportista utiliza especificaciones técnicas basadas en el estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) 61850, para la automatización de los sistemas en subestaciones eléctricas.

En resumen, en la RNT se requiere reforzar las estrategias para la reducción de las interrupciones en la Red de Subtransmisión y consolidar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT, para una mejora continua en el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, y que este se continúe brindando en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad.

En el desempeño de las RGD, también se evalúa su comportamiento con base en los indicadores de interrupciones, que en este caso son el SAIFI, SAIDI y el CAIDI, que permiten conocer las afectaciones que provocan las interrupciones con promedios ponderados por usuario, así, el índice SAIFI representa la cantidad de interrupciones promedio que un usuario final experimenta en un periodo determinado derivado de fallas o libranzas en las RGD; el SAIDI considera las interrupciones que superan los cinco minutos de duración y mide la duración promedio de las interrupciones ocurridas en las RGD experimentadas por sus usuarios y el CAIDI representa la Duración promedio de las interrupciones individuales del Suministro Eléctrico, a causa del incumplimiento de los criterios establecidos en el Código de Red atribuidas al Transportista o Distribuidor.

En 2022, el SAIFI en todas las divisiones de distribución se mantuvo en valores aceptables, y con una tendencia de reducción. En el análisis histórico, 2022 representa el mejor indicador SAIFI en 13 de las 16 Divisiones de Distribución, lo cual refleja un avance de este índice. En cuanto a la duración de las interrupciones, el SAIDI de las RGD en 2022 registró el mejor valor en todas las divisiones de distribución, con una clara tendencia de mejora; históricamente la división de distribución Sureste es la que presenta el valor más alto de SAIDI, esto asociado a su extensión territorial y la infraestructura de la que dispone en zonas que abarcan los estados de Guerrero, Oaxaca, Chiapas y Tabasco. En cuanto al CAIDI, este presentó oscilaciones en el periodo histórico y en 2022, el menor valor de CAIDI se registró en la división Valle de México Centro y el mayor valor lo reportó la división Oriente. El CAIDI nacional cerró 2022 con un valor de 46.84 minutos.

Para el caso del cumplimiento del factor de potencia en las RGD, la división que mayor cumplimiento reportó en 2022 fue la Centro Occidente con 95.71% y por el contrario la división de distribución de Valle de México Centro registró el valor más bajo con 82.78% con una ligera mejoría con respecto al año anterior. En cumplimiento de las DACG de Transmisión y Distribución, el distribuidor deberá cumplir con el rango de tensión de operación en al menos el 90 % de los Nodos de Calidad, de esta forma el porcentaje de Cumplimiento de Variaciones de Tensión (PCVT) representa el promedio de los registros de medición de 10 minutos de la relación de los Nodos de Calidad que se encuentran en cumplimiento del rango establecido respecto al número total de Nodos de Calidad evaluados, así, la división Valle de México Centro registró el mejor porcentaje de cumplimiento en 2022, siendo esta quien ha mantenido el promedio histórico más alto.

El SEN reportó avances en 2022, persisten los retos en materia de saturación en las RNT y avance de proyectos. Es necesario revisar y reforzar los mecanismos del proceso de planeación para que la ejecución y término de los proyectos reduzca la brecha de tiempo desde la detección de las necesidades hasta la implementación de soluciones, en favor de la confiabilidad del sistema.

Contenido

Capítulo Uno. Marco Regulatorio 15

1.1 Disposiciones de la RNT y las RGD 17

1.2 Código de Red 18

1.3 Protocolos correctivo y preventivo 21

1.4 Requisito de adquisición de potencia 22

1.5 Subastas por Confiabilidad 22

Capítulo Dos Desempeño del SEN 25

2.1 Operación del SEN en 2022 26

2.1.1 Margen de Reserva Operativo 28

2.1.2 Frecuencia 34

2.1.3 Tensión 36

2.1.4 Indicadores de sustentabilidad 41

2.2 Disturbios en el SEN 44

2.2.1 Estados Operativos de Alerta y Emergencia del SEN 48

2.2.2 Salidas de Unidades de Centrales Eléctricas 51

2.2.3 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas de las zonas de potencia 57

2.2.4 Indisponibilidad de generación por falta de combustible 62

2.2.5 Principales disturbios en el SEN en 2022 64

2.3 Aplicación del Protocolo Correctivo 66

2.3.1 Sistema Interconectado Baja California 67

2.3.2 Sistema Interconectado Baja California Sur 68

2.4 Aspectos de Red Eléctrica Inteligente en el SEN 69

Capítulo Tres. Desempeño de la Red Nacional de Transmisión 71

3.1 Disponibilidad de los elementos de la RNT 72

3.2 Frecuencia promedio de las interrupciones en la RNT 77

3.3 Duración promedio de las interrupciones en la RNT 81

3.4 Energía No Suministrada en la RNT 85

3.5 Saturación y sobrecargas en niveles de Alta Tensión 89

3.6 Proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT 90

3.7 Aspectos de Red Eléctrica Inteligente en la RNT 93

Capítulo Cuatro Desempeño de las Redes Generales de Distribución 97

4.1 Índice de duración promedio de interrupciones en Distribución (SAIDI) 98

4.2 Índice de frecuencia promedio de interrupciones en Distribución (SAIFI) 101

4.3 Índice de duración promedio de interrupciones por usuarios en Distribución (CAIDI) 105

4.4 Compensación de potencia reactiva. 108

4.5 Porcentaje de Cumplimiento de Variaciones de Tensión (PCVT). 109

4.6 Proyectos de Ampliación y Modernización de las RGD 112
4.7 Aspectos de Red Eléctrica Inteligente en las RGD 114
Capítulo Cinco. Conclusiones 117
Anexo 122

Índice de figuras

Figura 1. Características de los Estados Operativos del SEN. 27
Figura 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2022. 30
Figura 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California, 2022. 31
Figura 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2022. 32
Figura 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Mulegé, 2022. 33
Figura 6. Eventos de desviación de frecuencia con afectación de carga en el SEN por GCR en 2022, base trimestral 35
Figura 7. Valores de frecuencia máxima y mínima registradas en los sistemas BCS y Mulegé, 2022. 35
Figura 8. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga por GCR con base trimestral, 2022. 36
Figura 9. Valores de tensión máxima y mínima de las GCR del SIN con desviación referida a la banda de tensión permitida, 2022. 40
Figura 10. Valores de tensión máxima y mínima de la GCR Baja California con desviación referida a la banda de tensión permitida, 2021. 41
Figura 11. Evolución de la generación de energía eléctrica convencional en el SEN, 2016-2022. [GWh] 43
Figura 12. Evolución de la generación de energía limpia en el SEN, 2016-2021. [GWh] 43
Figura 13. Comparativo de la clasificación de los disturbios y su afectación. 45
Figura 14. Número de disturbios en el SEN clasificados por relevancia, 2018-2022. 46
Figura 15. Evolución de los disturbios en el SEN, 2018-2022. 47
Figura 16. Evolución mensual acumulada de los disturbios del SEN por relevancia, 2022. 47
Figura 17. Principales causas de los Estados Operativos de Alerta (EOA) en el SEN 2022. Declaratorias y su participación porcentual. 49
Figura 18. Principales causas de los Estados Operativos de Emergencia (EOE) en el SEN, 2022. Declaratorias y su participación porcentual. 50
Figura 19. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el SEN, 2022. 51
Figura 20. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el Sistema Interconectado Baja California, 2022. 53
Figura 21. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2022 53
Figura 22. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el Sistema Interconectado Mulegé, 2022. 53
Figura 23. Categoría de las Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el SIN por GCR, 2022. 55
Figura 24. Ocurrencia de las 100 horas críticas del SIN en 2022. Fecha y hora. 59
Figura 25. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SIN con respecto a la demanda firme. [porcentaje] 60
Figura 26. Reserva de generación en las 100 horas críticas de la zona de potencia Baja California con respecto a la demanda firme. [porcentaje] 61

Figura 27. Reserva de generación en las 100 horas críticas de la zona de potencia Baja California Sur con respecto a la demanda firme. [porcentaje] 61

Figura 28. Capacidad de generación (MW) adquirida por Protocolo Correctivo para el Sistema Interconectado de Baja California. 67

Figura 29. Curva de duración de carga del Sistema Interconectado Baja California 2022. 68

Figura 30. IDT de la Red de Transmisión 2016 – 2022, por GRT (parte 1 de 2). 73

Figura 31. IDT de la Red de Transmisión 2016 – 2022, por GRT (parte 2 de 2). 73

Figura 32. IDT de la Red de Subtransmisión 2017 – 2022, por GRT (parte 1 de 2) 75

Figura 33. IDT de la Red de Subtransmisión 2017 – 2022, por GRT (parte 2 de 2). 76

Figura 34. $SAIFI_T$ 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual [Interrupciones promedio por usuario]. 78

Figura 35. Composición del $SAIFI_T^{Total}$ de la RNT, 2022. [Interrupciones promedio por usuario]. 79

Figura 36. $SAIFI_T^{Total}$ 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual. 79

Figura 37. $SAIDI_T$ 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual [minutos promedio por usuario]. 82

Figura 38. Composición del $SAIDI_T^{Total}$ de la RNT, 2022. [minutos promedio por usuario] 83

Figura 39. $SAIDI_T^{Total}$ 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual. 83

Figura 40. ENS atribuible al Transportista en la RNT, 2016-2022. [MWh] 86

Figura 41. ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor en la RNT, 2016-2022. [MWh] 86

Figura 42. SAIDI, SAIFI y ENS atribuible al Transportista por nivel de tensión, 2022. 87

Figura 43. SAIDI, SAIFI y ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor por nivel de tensión, 2022. 87

Figura 44. Principales corredores de transmisión con saturación, 2022. 89

Figura 45. Elementos conectados a niveles de Alta Tensión con sobrecargas en 2022. 90

Figura 46. Estado de los Proyectos de Ampliación y Modernización Instruidos, 2022. 91

Figura 47. Proyectos de elementos de transmisión en operación, ejecución o construcción (2022). 92

Figura 48. Ilustración de elementos de la Red Eléctrica Inteligente en la RNT. 93

Figura 49. SAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las Divisiones con mayor mejoría mostrada. [minutos promedio] 99

Figura 50. SAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más alto en el periodo de los años 2016-2022. [minutos promedio por usuario]. 100

Figura 51. SAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más bajo en el periodo de los años 2016-2022. [minutos promedio por usuario]. 100

Figura 52. Acumulado anual de SAIDI en las RGD con base mensual, 2017 – 2022. [minutos]. 101

Figura 53. SAIFI 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual de las Divisiones con mayor mejoría mostrada. [minutos promedio]. 103

Figura 54. SAIFI 2016 – 2022. Acumulado anual de las divisiones con el promedio más alto, en el periodo de los años 2016-2022. [minutos promedio]. 103

Figura 55. SAIFI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más bajo en el periodo de los años 2016-2022. [minutos promedio]. 104

Figura 56. SAIFI nacional de las RGD, acumulado anual con base mensual, 2017 – 2022. [interrupciones promedio por usuario] 104

Figura 57. CAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más alto, en el periodo de los años 2016-2022. [minutos por usuario]. 106

Figura 58. CAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más bajo, en el periodo de los años 2016-2022. [minutos por usuario]. 107

Figura 59. CAIDI nacional de las RGD, acumulado mensual, 2017-2022. [minutos por usuario] 107

Figura 60. Mapa de las Divisiones de Distribución. 111

Figura 61. Pérdidas evitadas (GWh) y subproyectos ejecutados por División de Distribución en 2022. 112

Figura 62. Medidores y acometidas adquiridos por División de Distribución en 2022. 113

Índice de tablas

Tabla 1. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2022. 29

Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California, 2016-2022. 30

Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2016-2022. 32

Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Mulegé, 2016-2022. 33

Tabla 5. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2022. 42

Tabla 6. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2021 [Ton CO_2/MWh] 44

Tabla 7. Clasificación de los disturbios del SEN 44

Tabla 8. Estados Operativos de Alerta y Emergencia en el SEN, 2016-2022. 49

Tabla 9. Resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia que integran el SEN, 2016-2022 58

Tabla 10. Estimación de generación indisponible por falta de gas natural en el SEN y el SIN, por GCR con base mensual, 2022. [GWh] 62

Tabla 11. Estimación de generación indisponible por falta de combustibles en el SEN y el SIN, reportado por GCR, 2022. [GWh] 63

Tabla 12. Estimación de la generación indisponible por degradación y administración de embalses en el SEN y SIN por GCR, 2022 [GWh] 63

Tabla 13. Diez principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación, 2022. 65

Tabla 14. $SAIFI_T$ por GRT 2017 – 2022. [Interrupciones promedio por usuario]. 80

Tabla 15. $SAIFI_T^{Total}$ por GRT 2017 – 2022. [Interrupciones promedio por usuario]. 80

Tabla 16. $SAIDI_T$ por GRT 2017 – 2022. [minutos promedio por usuario]. 84

Tabla 17. $SAIDI_T^{Total}$ por GRT 2017 – 2022. [minutos promedio por usuario]. 84

Tabla 18. ENS atribuible al Transportista en la RNT, 2017-2022. [MWh] 88

Tabla 19. ENS en la RNT, 2017-2022. [MWh] 88

Tabla 20. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2022. [minutos] 99

Tabla 21. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2016-2022. [Eventos por usuario] 102

Tabla 22. CAIDI Acumulado por División de Distribución de las RGD, 2016-2021. [minutos por usuario] 106

Tabla 23. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2022 [porcentaje de circuitos, promedio anual] 109

Tabla 24. Rangos de tensión de operación en Estado Operativo Normal para las RGD. 110

Tabla 25. PCVT por División de Distribución, 2017-2022 [porcentaje de Nodos de Calidad en cumplimiento, promedio anual con base mensual] 111

Nomenclatura, abreviaturas, siglas y símbolos

CAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones por usuario de Distribución
CC	Centro de Carga
CE	Central Eléctrica
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEV	Compensador Estático de VAr
CFE	Comisión Federal de Electricidad
Código de Red	Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional
CRE	Comisión Reguladora de Energía
Disposiciones de la RNT y las RGD	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
DAC	Disparo Automático de Carga
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DARC	Disparo Automático de Reactores y Carga
DOF	Diario Oficial de la Federación
EAR	Esquema de Acción Remedial
EMS/SCADA	Siglas en inglés de Sistema de Gestión Energética, Control Supervisor y Adquisición de Datos
ENS	Energía No Suministrada
EOA	Estado Operativo de Alerta
EOE	Estado Operativo de Emergencia
EON	Estado Operativo Normal
EUA	Estados Unidos de América
FACTS	Siglas en inglés de Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna
GCR	Gerencia de Control Regional
GRT	Gerencia Regional de Transmisión
Hz	Símbolo de hertz [Magnitud: frecuencia] – (NOM-008-SCFI-2002)
IDT	Índice de Disponibilidad de los elementos de la Red Nacional de Transmisión
IEC	Siglas en inglés de Comisión Electrotécnica Internacional
LAN	Siglas en inglés de Red de Área Local
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MRO	Margen de Reserva Operativo
MW	Símbolo de Megawatt ($1x10^6$ watt) [Magnitud: Potencia, flujo energético](NOM-008-SCFI-2022)
MWh	Símbolo de Megawatt-hora ($1x10^6$ watt-h) [Magnitud: Energía] uso en sistemas eléctricos.
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y los elementos de las RGD del MEM
PAMRGD	Programa de Ampliación y Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM
PENS Eficiente	Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente
PENS Máxima	Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
p.u.	Por Unidad
REI	Red Eléctrica Inteligente

RGD	Redes Generales de Distribución
RLIE	Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica
RNT	Red Nacional de Transmisión
RST	Red de Subtransmisión
RT	Red de Transmisión
RO	Reserva Operativa
SAIDI	Índice de Duración Promedio de Interrupciones
SAIFI	Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones
SIBC	Sistema Interconectado de Baja California
SIBCS	Sistema Interconectado de Baja California Sur
SE	Subestación eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIM	Sistema Interconectado Mulegé
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SVC	Siglas en inglés de Compensador Estático de VAr
TIC	Tecnologías de la Información y Comunicación
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
UCE	Unidad de Central Eléctrica
UME	Unidad Móvil de Emergencia
VENS	Valor de la Energía No Suministrada
ZOT	Zona de Operación de Transmisión

Capítulo Uno.
Marco Regulatorio

1

Un marco regulatorio sólido provee de criterios técnicos, operativos y administrativos al SEN para garantizar su eficiencia operativa, la calidad del suministro eléctrico, la confiabilidad ante eventos de diversa índole, la seguridad de los elementos que lo componen y la sustentabilidad requerida para su continuidad en el largo plazo.

En este capítulo se muestra de forma sintética la regulación vigente en materia de confiabilidad del SEN, requerida para su correcto desempeño y evolución en 2022. Con base en las facultades que la LIE confiere, la CRE ha emitido diversos ordenamientos en materia de confiabilidad desde 2016, mismos que son el fundamento del Reporte de Confiabilidad del SEN.

La prestación del servicio de suministro eléctrico con carácter público y universal, se encuentra establecido en la LIE, indicando la obligación de ofrecerlo y prestarlo a todo aquél que lo solicite, cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad. Se entiende por Confiabilidad, la habilidad del SEN para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho, de acuerdo con los criterios que, al respecto, emita la CRE[1].

La aplicación de estos criterios mediante requerimientos técnicos y operativos, permite el establecimiento de un adecuado nivel de confiabilidad en el sistema, que a su vez es necesario para la operación del MEM. Bajo estas consideraciones, la regulación emitida por la CRE, en materia de confiabilidad se encuentra integrada por los siguientes instrumentos:

1. RES/916/2015: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía establece el requisito mínimo que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes del mercado para adquirir potencia en términos del artículo 12, fracción XXI, de la Ley de la Industria Eléctrica (Requisito de adquisición de potencia)[2].
2. RES/948/2015: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide 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 (Disposiciones de la RNT y las RGD)[3].
3. A/073/2015: Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica (Protocolo correctivo y preventivo)[4].
4. RES/550/2021: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica, (Código de Red)[5];
5. A/020/2018: Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite criterios que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía, para la adquisición de potencia por medio de Subastas por Confiabilidad

[1] De acuerdo con los artículos 3 fracción X y 4, párrafo segundo, fracción II de la LIE.
[2] Liga al DOF: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&fecha=14/01/2016
[3] Liga al DOF: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016
[4] Liga al DOF: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&fecha=17/02/2016
[5] Liga al DOF: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0

y mecanismo de asignación de los costos netos entre las entidades responsables de carga (Subastas por Confiabilidad)[6].

Este conjunto de instrumentos regulatorios son la base sobre la cual se definen los indicadores de confiabilidad en la prestación de los servicios públicos de transmisión y distribución como componentes básicos e indispensables del suministro eléctrico.

1.1 Disposiciones de la RNT y las RGD

En este instrumento se establece que la prestación del servicio público de transmisión y de distribución deberá realizarse bajo principios que garanticen la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, tanto en las instalaciones y equipos que componen la RNT y las RGD, como en las instalaciones y equipos correspondientes a los usuarios finales. Estas disposiciones fueron emitidas en ejercicio de la atribución a que hace referencia el artículo 12, fracción III de la LIE, la cual prevé que es facultad de la Comisión establecer las condiciones generales para la prestación del servicio público de transmisión y distribución.

Disposiciones de la RNT y las RGD (acceso abierto)
Regulación para la aplicación de los principios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en las instalaciones y equipos de la RNT, las RGD y de los usuarios finales.

El 16 de febrero de 2016, se publicó en el DOF la resolución RES/948/2015, por la que se emitieron las Disposiciones de la RNT y las RGD que tienen por objeto regular las actividades de transmisión y distribución, entre otras consideraciones. Esto se realiza a través de indicadores de desempeño que permiten evaluar la calidad y continuidad en los servicios que de dichas actividades se derivan y cuyos valores mínimos deberán ser observados con la finalidad de mantener la disponibilidad de los servicios dentro de límites aceptables.

Previo a la emisión de Disposiciones antes citadas, la CFE utilizaba indicadores propios para medir la calidad en el suministro de energía eléctrica a sus clientes. Uno de esos indicadores es el TIU que indicaba el tiempo medio en que el usuario no disponía del suministro eléctrico por un período determinado. La regulación vigente utiliza un conjunto de índices de uso internacional que permiten evaluar dicho tiempo de forma detallada como SAIDI, el SAIFI y el CAIDI.

[6] Liga al Diario Oficial de la Federación: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5531059&fecha=12/07/2018

1.2 Código de Red

El Código de Red establece los requerimientos técnicos mínimos que deben ser observados por los integrantes de la industria eléctrica en el desarrollo de sus funciones, para asegurar la operación segura y confiable del SEN; esto de conformidad con los artículos 12, fracciones XXXVII y XLII de la LIE, que facultan a la CRE para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, y para dictar o ejecutar las medidas necesarias para proteger los intereses del público en relación con la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del suministro eléctrico.

El Código de Red, publicado en el DOF en 8 de abril de 2016 con la resolución RES/151/2016, establece como parte de su gestión, la revisión y actualización a través del Comité Consultivo de Confiabilidad (Comité), con este antecedente, entre junio de 2018 y enero de 2019, el Comité llevó a cabo sesiones para realizar la propuesta de modificación al Código de Red, misma que fue revisada por el Órgano de Gobierno de la CRE para ser enviada a consulta pública, de acuerdo con la Ley General de Mejora Regulatoria debido al alto impacto regulatorio que el proyecto representó.

Código de Red

Establece los requerimientos técnicos mínimos que deben ser observados por los integrantes de la industria eléctrica, así como los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

Derivado del proceso de consulta pública, se recibieron 163 consultas con un total de 4,764 comentarios. El reto de revisar e incorporar los comentarios al proyecto llevó a un tiempo de ejecución prolongado asociado entre otros factores a la contingencia sanitaria asociada al SARS CoV2. De esta manera, hasta finales de noviembre de 2021, el proyecto de revisión estuvo analizado y complementado con las aportaciones tomadas de la consulta pública y el 31 de diciembre de 2021 fueron publicadas, mediante la resolución RES/550/2021, las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red; las cuales se encuentran vigentes actualmente y que fueron aplicables a largo de 2022.

Los requerimientos técnicos incluidos en el Código de Red tienen como finalidad el desarrollo, mantenimiento, operación, ampliación y modernización del SEN de manera coordinada y eficiente con base en requerimientos técnicos-operativos, buscando que éste alcance y mantenga una condición técnica suficiente, capaz de soportar la ocurrencia de la contingencia sencilla

más severa (criterio n-1), siendo ésta la que, de manera subsecuente, pudiera resultar en la mayor pérdida simultánea de generación o de suministro eléctrico (medida en MW); todo lo anterior sin que se violen límites operativos de elementos en condiciones post-disturbios.

La actualización del Código de Red registró diferentes cambios; modificaciones, entre las que se pueden enunciar para efectos de este reporte, son la nueva clasificación de los disturbios y el ajuste de los rangos de tensión y frecuencia para los diferentes sistemas que integran el SEN, así como, las definiciones de los estados operativos, para considerar acciones preventivas ante eventos que pudieran implicar la pérdida de carga.

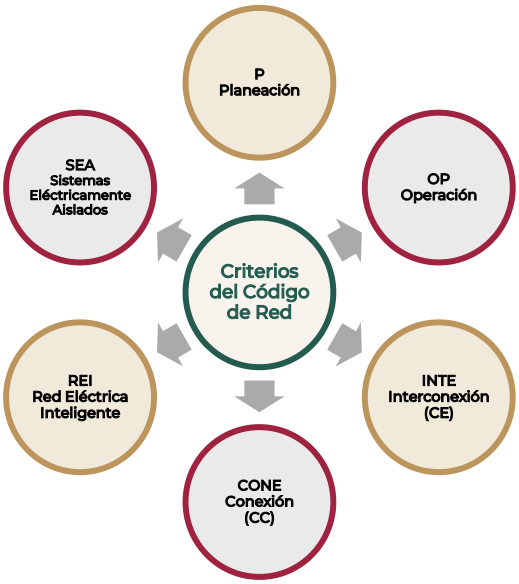
Además, las características que consolidan el denominado *nivel adecuado de confiabilidad*, se encuentran definidas en el Código de Red y se encuentran directamente relacionadas con los objetivos enlistados a continuación.

1. El SEN debe ser controlado de modo que se mantenga en las condiciones normales de operación;
2. El SEN debe ser operado de tal manera que sea capaz de soportar la contingencia sencilla más severa en condiciones normales de operación, sin incumplir las condiciones de suministro eléctrico establecidas;
3. La infraestructura física del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación de sus elementos, fuera de los límites técnicos establecidos;
4. Cualquier segmento de la red eléctrica del SEN que haya sido aislado por la ocurrencia de un evento debe ser reintegrado de manera segura, eficiente y en el menor tiempo posible;
5. La ampliación y la modernización de la infraestructura del SEN deben tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad;
6. La interconexión de Centrales Eléctricas debe llevarse a cabo con el objetivo de mejorar los niveles de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;
7. La conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar negativamente los niveles de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;
8. Los sistemas de información y comunicaciones que se emplean en el SEN deben promover la eficiencia de la industria eléctrica y funcionar dentro de un marco de interoperabilidad y seguridad de la información;
9. En general, se debe contribuir a mantener y mejorar el desempeño del SEN y del MEM.

El logro de estos objetivos se concibe mediante la aplicación de los criterios definidos en el Código de Red para los diferentes ámbitos de administración, operación y control del SEN en cada uno de los sistemas que lo componen. Los criterios establecidos son:

Criterios P: criterios técnicos generales para el proceso de planeación. Estos buscan asegurar que el SEN se diseñe, desarrolle y opere en condiciones normales de tal forma que se minimicen las restricciones en la Transmisión y pérdidas de energía eléctrica, se propicie el desempeño de un MEM eficiente, se reduzcan los costos de producción, y que, ante la Contingencia Sencilla más Severa, se mantenga el Suministro Eléctrico dentro de parámetros de calidad y condiciones operativas de seguridad y confiabilidad.

Criterios OP: criterios para la operación del SEN; estos buscan asegurar la integridad del SEN, maximizar el tiempo en que éste se encuentre en el Estado Operativo Normal, y minimizar el riesgo de daño a los equipos que lo conforman cuando el SEN salga de esta condición, considerando la seguridad del personal operativo de los Usuarios del SEN y de la sociedad en general.



Criterios INTE: criterios requeridos a las centrales eléctricas para su interconexión; definidos en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad aplicables a cualquier central eléctrica para su interconexión en el SEN. De igual manera define las obligaciones del CENACE para que en la operación del SEN se considere de manera adecuada la capacidad de las Centrales Eléctricas, de forma transparente y no discriminatoria.

Criterios CONE: criterios definidos para la conexión de centros de carga; de acuerdo con el Manual Regulatorio de Conexión, estos criterios establecen los requerimientos que deben cumplir los Centros de Carga que soliciten conectarse en los niveles de Media y Alta Tensión, así como, aquellos que ya se encuentran conectados al SEN.

Criterios REI: criterios de telemetría en tiempo real para el control de la RNT, las RGD, los Participantes del Mercado y para la integración de elementos de medición, monitoreo y operación en el SEN que utilizan TIC; y

Criterios SEA: criterios aplicables a los sistemas que se encuentran eléctricamente aislados del SIN y que forman parte de la RNT y de las RGD.

Es así como los elementos técnicos regulatorios para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN se encuentran incorporados en el Código de Red en beneficio de sus usuarios y a favor del desarrollo del país.

1.3 Protocolos correctivo y preventivo

Con fundamento en los artículos 12, fracción XXII y 135 de la LIE, la CRE emitió el acuerdo A/073/2015 por el que se expidieron los Protocolos correctivo y preventivo, cuya finalidad es proporcionar al CENACE una herramienta adicional para garantizar que se cuenta con la capacidad suficiente para asegurar la operación confiable del SEN. Los Protocolos consisten en procedimientos expeditos que debe seguir el CENACE para gestionar la contratación de potencia, en caso de emergencia, cuando los demás mecanismos de confiabilidad, previstos en la LIE, las Bases del Mercado Eléctrico o en el Código de Red, como las Subastas por confiabilidad, no le permitan responder ante condiciones de emergencia que afectan o puedan afectar los márgenes de reserva, al grado de colocar al SEN en una situación inminente de racionamiento que puede afectar el suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Este instrumento también prevé la información a través de la cual el CENACE deberá acreditar que existen las condiciones de racionamiento inminente, y, entre otros, las acciones operativas necesarias para asegurar la operación confiable del SEN. Cabe señalar que este instrumento inicialmente establecía dos tipos de protocolos de acción, que consisten en lo siguiente:

1. **Protocolo preventivo.** Se aplicaba cuando el CENACE identificaba que el SEN estaba próximo a entrar en estado operativo de emergencia (EOE), y existían las condiciones suficientes para llevar a cabo un proceso de evaluación competitivo para la contratación de potencia.

   En este protocolo, la CRE evaluaba ex-ante que la alternativa, o combinación de alternativas, que presentara el CENACE, representara la opción técnica más conveniente para evitar la condición de emergencia. Actualmente ya no es aplicable este protocolo debido a la emisión de las Subastas de Confiabilidad. De acuerdo con lo anterior, como parte de la mejora regulatoria, la CRE, a través del acuerdo A/020/2018 por el cual se emitieron las Subastas por Confiabilidad, determinó en su punto de acuerdo Quinto, la derogación del Protocolo preventivo.

2. **Protocolo correctivo.** Se aplica cuando el CENACE identifica que el SEN está próximo a entrar en EOE, y no hay suficiente tiempo para llevar a cabo un proceso de evaluación competitivo para la contratación de potencia. En este protocolo, la CRE evalúa de manera ex-post, las acciones tomadas por el CENACE.

De acuerdo con lo antes expuesto, el Protocolo correctivo es, desde 2019, el único instrumento que se ha aplicado año con año y que hasta 2022 continuó vigente.

1.4 Requisito de adquisición de potencia

El 14 de enero de 2016, se publicó en el DOF la resolución RES/916/2015, por la que la CRE establece el requisito mínimo que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes del mercado para adquirir potencia en términos del artículo 12, fracción XXI de la LIE. El Requisito de adquisición de potencia se determina a partir de la demanda de los centros de carga en las horas críticas del SEN y de la Reserva de Planeación mínima prevista en la Política de Confiabilidad emitida por la SENER.

El objeto de dicho Requisito es proporcionar una herramienta de confiabilidad a través de la cual se garantice la instalación de capacidad de generación suficiente en el SEN para cumplir con los márgenes de reserva de planeación. El Requisito de adquisición de potencia está alineado con la Política de Confiabilidad, la cual incluye los siguientes indicadores que deben ser observados en los procesos de planeación del SEN:

a. La Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima (PENS Máxima) aceptable para el SEN,
b. Valor de la Energía No Suministrada (VENS),
c. La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente (PENS Eficiente), para el SEN,
d. Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima (VIRPm, para cada uno de los sistemas interconectados y calculados con base en la PENS Máxima), y
e. Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente (VIRPe, para cada uno de los sistemas interconectados y de acuerdo con la PENS Eficiente).

Los valores de la PENS Máxima, el VENS y la PENS Eficiente fueron publicados en el DOF por la SENER mediante el aviso que da a conocer la política de confiabilidad en su artículo uno[7].

1.5 Subastas por Confiabilidad

El propósito de las Subastas por Confiabilidad es establecer un mecanismo de carácter excepcional para que el CENACE gestione la adquisición de potencia, a través de un proceso competitivo cuando lo considere necesario para asegurar la confiabilidad del SEN. De esta forma el CENACE contará con el tiempo necesario para la implementación de dicho proceso, evitando la duplicidad de mecanismos cuya finalidad es incrementar la capacidad

[7] Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017

instalada en el SEN como son el ejercicio de planeación plasmado en el PRODESEN, las subastas de largo plazo y las subastas de mediano plazo.

Con este fin, el 12 de julio de 2018 se publicó en el DOF el acuerdo A/020/2018, mediante el cual la CRE emitió criterios que deberá observar el CENACE, para la adquisición de potencia por medio de Subastas por Confiabilidad y el mecanismo de asignación de los costos netos entre las entidades responsables de carga.

Capítulo Dos
Desempeño del SEN

2

La correcta operación y control físico del SEN es posible mediante el seguimiento y monitoreo permanente de las variables físicas operativas que realiza el CENACE, en coordinación con CFE Transmisión y CFE Distribución, que tienen la obligación de observar y mantener dentro de sus límites operativos, los parámetros de desempeño definidos en el Código de Red. Las metas de confiabilidad establecidas para el SEN pueden cuantificarse mediante indicadores de desempeño tales como el Margen de Reserva Operativo (MRO), la Frecuencia, la Tensión y de Sustentabilidad.

Este capítulo presenta la información de los principales parámetros de desempeño del SEN para 2022, así como un análisis histórico de los últimos 6 años reportados por el CENACE.

2.1 Operación del SEN en 2022

El Código de Red define, como criterios de confiabilidad, los diferentes estados operativos que puede tener el SEN, con base en los valores que reportan sus variables físicas de tensión, ángulos, frecuencia, entre otras, durante su operación. Con base en estos estados operativos, se puede decir que la condición esperada del SEN, en términos de confiabilidad, es que el SEN permanezca el mayor tiempo posible en Estado Operativo Normal. Para conocer a detalle como debe ser esta operación se muestran las definiciones de los estados operativos.

I. **Estado Operativo Normal (EON).** En este estado todas las variables de SEN (tensión, ángulos, frecuencia, entre otros) se encuentran dentro de los límites operativos y se cuenta con suficiente capacidad de transmisión, transformación y reserva operativa para mantener la confiabilidad del SEN ante la contingencia sencilla más severa que se pudiera presentar. En condiciones posteriores a la contingencia sencilla más severa, el equipo eléctrico debe mantenerse operando dentro de sus límites permisibles tanto operativos como de diseño y no debe presentarse pérdida de carga.

II. **Estado Operativo de Alerta (EOA).** En este estado, las variables del SEN pueden presentar desviaciones con respecto a los límites operativos establecidos, ante:
   - La ocurrencia de la contingencia sencilla más severa,
   - La desconexión de un elemento de la RNT y quedara carga alimentada de forma radial.

   Las consecuencias:
   - Una, o algunas de las variables del sistema queda fuera de sus límites operativos,
   - Si queda carga alimentada de forma radial se presentan los niveles de afectación previstos en los disturbios de media o alta relevancia,
   - Se puede presentar afectación de carga, o
   - Se activen Esquemas de Acción Remedial (EAR) o Esquemas de Protección del Sistema (EPS).

   El CENACE tiene la obligación de declarar un EOA ante posibles afectaciones derivadas de condiciones climatológicas preventivas de

En 2022, el SEN reportó:

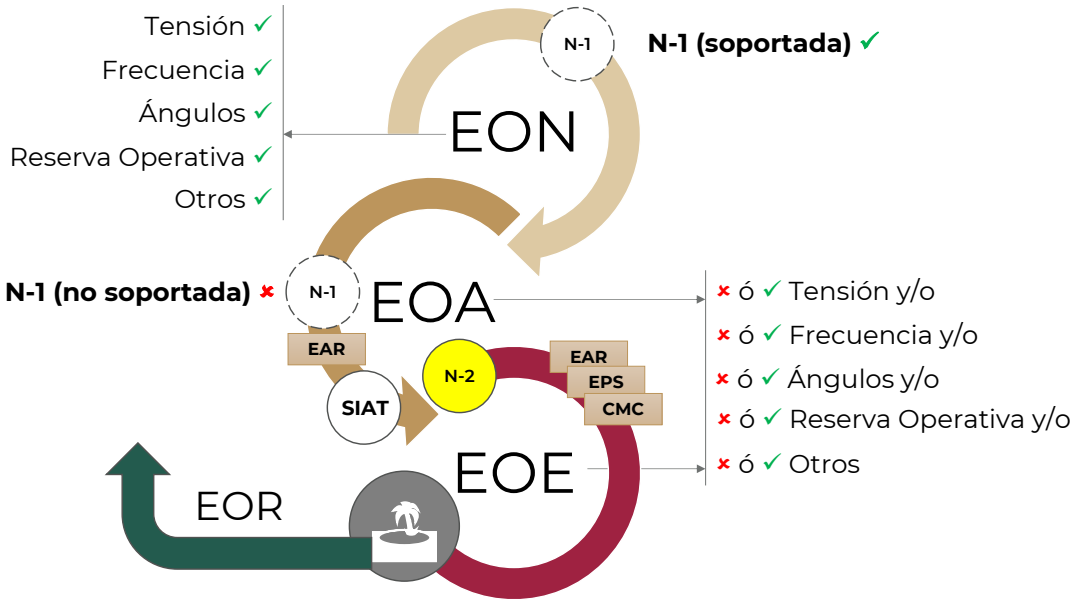
79.49% del tiempo total de operación en EON

19.90% del tiempo total de operación en EOA

0.61% del tiempo total de operación en EOE

acuerdo con el Sistema de Alerta Temprana (SIT) dependiente de la Secretaría de Gobernación, o ante afectación de cualquier otra índole. El CENACE deberá aplicar una o varias de las acciones preventivas identificadas en el Manual Regulatorio de Estados Operativos o podrá implementar algún mecanismo de adquisición de potencia contemplado en el Código de Red.

Figura 1. Características de los Estados Operativos del SEN.



Fuente: Elaborada por la CRE con información del Código de Red.

III. **Estado Operativo de Emergencia (EOE).** En este estado, una o varias de las variables del sistema eléctrico que corresponda están fuera de sus límites operativos y puede existir afectación en el Suministro Eléctrico derivado de la operación de los EAR o EPS implementados por el CENACE para evitar inestabilidad del sistema eléctrico ante la ocurrencia de un disturbio. Al igual que en el EOA, el CENACE podrá implementar alguno de los mecanismos de adquisición de potencia contemplados en el Código de Red con el objeto de restablecer las condiciones del sistema eléctrico al EON.

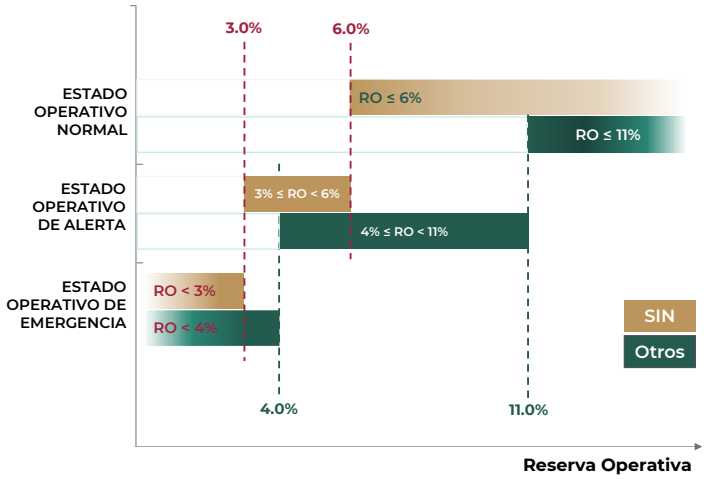
IV. **Estado Operativo Restaurativo (EOR).** En el Estado Operativo Restaurativo el Sistema Interconectado correspondiente no está completamente integrado, es decir, se encuentra separado en islas eléctricas activas, las cuales suministrarán una parte de la demanda total con el equipo operando en lo posible y dentro de sus límites de diseño. En este Estado Operativo todos los esfuerzos de control deben estar enfocados en integrar nuevamente el SEN y suministrar la demanda total en el menor tiempo posible.

2.1.1 Margen de Reserva Operativo

La Reserva Operativa (RO), considerada en las Bases del Mercado Eléctrico[8], se refiere a la capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido, que combina Reserva Rodante y Reserva No Rodante. El CENACE dispone de esta reserva para asegurar la confiabilidad del SEN ante la ocurrencia de cualquier contingencia sencilla.

Considerando que la Reserva Rodante es la capacidad en MW de Centrales Eléctricas o recursos de demanda controlable sincronizados a la red eléctrica capaces de incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido (generalmente, 10 minutos); y teniendo en cuenta que la Reserva No Rodante es la capacidad en MW de Centrales Eléctricas o recursos de demanda controlable desconectados de la red eléctrica, pero capaces de sincronizarse y entregar su potencia disponible en un lapso establecido, el CENACE debe mantener una reserva operativa mayor o igual a 6% en el SIN y mayor o igual al 11% en los demás sistemas, además, de acuerdo con el Criterio OP-36 del Código de Red, el CENACE está obligado a mantener la RO compuesta, por lo menos, de un 50% de Reserva Rodante.

El Código de Red define los estados operativos que corresponden a los sistemas que integran el SEN de acuerdo con su reserva operativa



De esta manera, el Código de Red establece un requerimiento de RO para cada Estado Operativo del SEN y considera, además, los requerimientos específicos para la operación del SIN, SBCA, SBCS y Mulegé. Una forma de visualizar la disponibilidad de la RO, es expresarla en unidades porcentuales si se refiere a la proporción que guarda dicha reserva comparada con la demanda puntual en un instante determinado. Cuando los sistemas se encuentran en Estado Operativo Restaurativo, el concepto de reserva operativa no es aplicable.

Si durante un periodo de tiempo, un sistema conmuta entre dos o más estados EON, EOA o EOE partiendo del EON, se tendrán tantos lapsos de tiempo como conmutaciones ocurran en el sistema. La sumatoria de todos los lapsos representa el tiempo total de operación de ese sistema. De igual manera, la

[8] Base 2. Definiciones y reglas de interpretación; 2.1 Términos definidos; 2.1.117 Reserva Rodante, 2.1.118 Reserva Operativa y 2.1.120 Reserva No Rodante http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015

suma de todos los lapsos en EON, representará el tiempo total en donde el sistema operó bajo esa condición.

Bajo esta consideración, el índice denominado Margen de Reserva Operativo (MRO) representa la porción de tiempo que el SEN opera en EON con respecto al tiempo total de operación, expresado en porcentaje. El CENACE tiene como meta operativa mantener al SEN operando en EON como mínimo el 95% del tiempo, en un periodo mensual, dentro de los parámetros de reserva operativa establecidos en el Código de Red.

Cabe señalar que el CENACE monitorea la RO en tiempo real y realiza un registro que, para efectos de la determinación del MRO, toma un periodo de tiempo mensual y se reporta todo un año. La evolución mensual del MRO en los diferentes sistemas que integran el SEN, se muestra en las Tablas 1, 2, 3, 4 y 5 para el periodo 2016 - 2022.

Tabla 1. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2022.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Febrero	100%	100%	**99.93%**	100%	100%	**99.07%**	**99.99%**
Marzo	100%	100%	100%	100%	100%	**99.99%**	100%
Abril	**99.72%**	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Mayo	**99.73%**	**98.62%**	**95.10%**	100%	100%	100%	100%
Junio	100%	**96.63%**	**98.16%**	**99.99%**	100%	100%	100%
Julio	100%	100%	100%	**100.00%**	100%	100%	100%
Agosto	100%	**99.98%**	100%	100%	**99.97%**	100%	100%
Septiembre	100%	**99.97%**	100%	100%	**99.98%**	100%	100%
Octubre	100%	100%	100%	100%	**99.94%**	100%	100%
Noviembre	100%	100%	100%	**100.00%**	100%	100%	100%
Diciembre	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota: Las cifras en negritas se encuentran redondeadas a dos decimales.

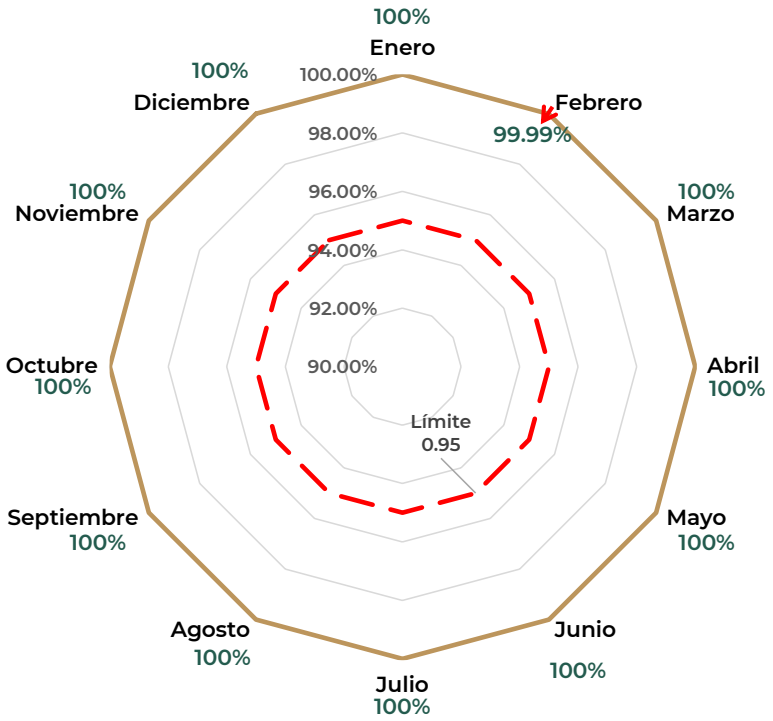
Nota: La cifra en rojo es el menor valor registrado en el periodo de análisis.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En 2022, el MRO registrado en el SIN muestra una mínima variación en el mes de febrero de 0.01%, durante los cuales la RO se presentó de forma instantánea por debajo de 3.0%. El resto del año la RO se mantuvo por arriba del 6.0% que se refleja en un MRO de 100%. La Figura 2 muestra la evolución del MRO en el SIN durante 2022.

Para el caso del SIBC, dada su condición de interconexión y coordinación con el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO), y ante la evidente recuperación de la demanda, el MRO presenta una mayor variación en comparación con los valores que reporta el SIN.

Figura 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2022.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Dadas las condiciones de demanda estacional del SIBC desde 2018, año que registró el valor más bajo de MRO de 92.41%, se aplica el protocolo correctivo para mantener dentro de valores aceptables la RO del sistema. Esto se ve reflejado en el índice MRO que, en los últimos 4 años, ha mantenido valores aceptables cercanos al 100%. En la Tabla 2 se muestra la evolución de este indicador en el SIBC para el periodo 2016 – 2022.

Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California, 2016-2022.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	100%	100%	100%	**99.99%**	**99.92%**	100%	**99.97%**
Febrero	100%	100%	100%	100%	100%	100%	**99.92%**
Marzo	100%	100%	100%	**99.94%**	**99.96%**	100%	**99.92%**
Abril	100%	100%	100%	**99.94%**	100%	100%	100%
Mayo	100%	100%	100%	**99.99%**	**99.84%**	100%	**99.94%**
Junio	100%	100%	100%	**99.95%**	**99.90%**	100%	**99.74%**
Julio	100%	100%	**98.03%**	**99.81%**	**99.42%**	100%	**99.79%**
Agosto	100%	100%	**92.41%**	**99.87%**	**98.72%**	100%	**99.73%**
Septiembre	**98.81%**	100%	100%	**99.58%**	**99.71%**	100%	**99.84%**
Octubre	100%	100%	100%	**99.97%**	**99.85%**	100%	**99.88%**
Noviembre	100%	100%	100%	**99.99%**	**99.84%**	100%	100%
Diciembre	100%	100%	**98.28%**	**99.98%**	**99.99%**	100%	100%

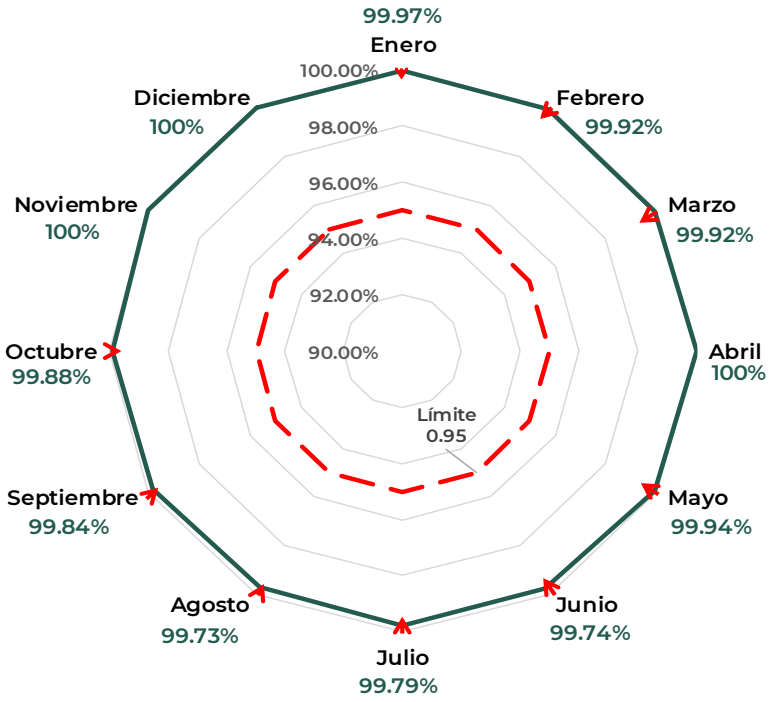
Nota: Las cifras en negritas se encuentran redondeadas a dos decimales.

Nota: La cifra en rojo es el menor valor registrado en el periodo de análisis.

Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Debido a un déficit de capacidad de generación, el SIBC permaneció 111.3 horas en EOA a lo largo de 2022, presentándose esa condición 9 meses del año. Siendo los meses de verano donde el sistema registró aproximadamente el 50% del tiempo en EOA, la Figura 3 muestra la evolución mensual del índice MRO en 2022 para el SIBC.

Figura 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California, 2022.



Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Para el caso del SIBCS, dada su infraestructura, tamaño de sistema, su condición de sistema aislado y las condiciones de disponibilidad de capacidad de generación, tiende a estar más tiempo fuera del EON, por lo que en los últimos 4 años, este sistema ha pasado al EOA por RO en 7 diferentes meses, registrando el mes de agosto de 2019 el valor más bajo de este indicador de todo el periodo 2016-2022, con un valor de 74.44% equivalente a un acumulado de 7.9 días por mes en estado operativo diferente al normal. En la Tabla 3 se muestra la evolución mensual del índice de MRO del SIBCS para el periodo 2016-2022.

En 2022, el SIBCS reportó 2 meses debajo de la meta operativa de 95%, el mes de julio con un MRO de 94.91% y agosto con 88.99%. Cabe señalar que, a partir de este año, se comenzó a utilizar el protocolo correctivo para este sistema con la finalidad de adquirir la potencia necesaria para el cumplimiento de la RO y satisfacer la demanda creciente que se ha presentado como parte del proceso de recuperación posterior a la contingencia sanitaria de años pasados. La Figura 4 muestra la evolución mensual del índice MRO para el SIBCS en 2022.

Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2016-2022.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	**95.81%**	**99.96%**	100%	**99.96%**	**99.97%**	**99.99%**	**99.99%**
Febrero	**97.63%**	**99.99%**	100%	100%	100%	100%	100%
Marzo	**96.22%**	**99.78%**	100%	**100.00%**	**100.00%**	**99.99%**	**99.98%**
Abril	**96.34%**	**99.81%**	100%	**100.00%**	**99.98%**	**99.98%**	**99.95%**
Mayo	**99.00%**	**99.89%**	100%	**99.94%**	100%	**98.09%**	**99.98%**
Junio	**99.89%**	**100.00%**	100%	**99.36%**	**99.86%**	**99.14%**	**98.21%**
Julio	**99.98%**	**99.99%**	100%	**81.97%**	**96.60%**	**94.83%**	**94.91%**
Agosto	**99.93%**	**99.96%**	100%	**74.44%**	**95.56%**	**95.26%**	**88.99%**
Septiembre	**99.90%**	**99.67%**	**95.68%**	**84.03%**	**98.15%**	**95.26%**	**95.77%**
Octubre	**99.68%**	**99.76%**	**98.26%**	**92.97%**	**98.65%**	**98.51%**	**97.41%**
Noviembre	**99.90%**	**99.42%**	**97.59%**	**98.90%**	**99.88%**	**99.96%**	**99.68%**
Diciembre	**99.98%**	**97.02%**	100%	**99.73%**	100%	**99.89%**	**99.76%**

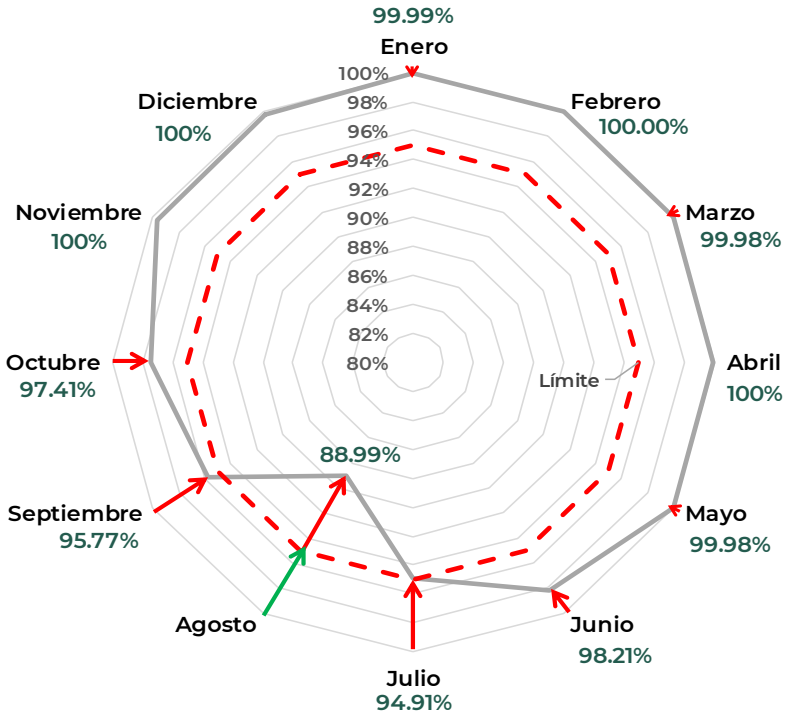
Nota: Las cifras en negritas se encuentran redondeadas a dos decimales.

Nota: La cifra en rojo es el menor valor registrado en el periodo de análisis.

Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

En la Figura 4 se observa que la aplicación del protocolo correctivo entre agosto y octubre de 2022 tuvo un resultado menor al esperado debido a la imposibilidad de contratar potencia bajo los criterios establecidos y sólo se contó con algunas UME con una capacidad parcial sobre la requerida por el sistema. En el apartado 2.3 se presenta información complementaria sobre este tema.

Figura 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2022.



Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Para Mulegé, los valores del índice MRO del SIM se presentan más cercanos al 100% de tiempo de operación en EON, debido a que la demanda del sistema se presenta sin variaciones importantes y la capacidad instalada es suficiente para cubrir la demanda máxima. En la Tabla 4 se muestra la evolución del índice MRO del SIM para el periodo 2016 – 2022 y la Figura 5 muestra el comportamiento mensual durante 2022 de ese índice.

Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Mulegé, 2016-2022.

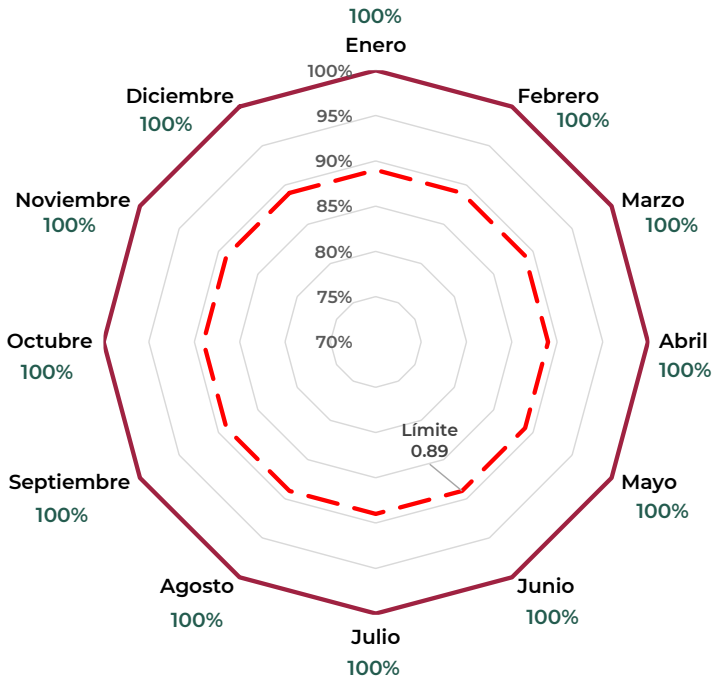
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	**93.82%**	**99.59%**	100%	**99.88%**	100%	100%	100%
Febrero	**98.85%**	**99.92%**	100%	100%	100%	100%	100%
Marzo	**96.91%**	**99.98%**	100%	**99.61%**	100%	100%	100%
Abril	**96.11%**	**99.99%**	100%	100%	100%	**99.97%**	100%
Mayo	**99.46%**	**99.99%**	100%	**100.00%**	100%	**99.95%**	100%
Junio	**96.94%**	**99.91%**	100%	**99.96%**	**100.00%**	100%	100%
Julio	**96.77%**	**99.87%**	100%	**100.00%**	**100.00%**	100%	100%
Agosto	**99.85%**	**99.96%**	100%	**100.00%**	100%	100%	100%
Septiembre	**98.39%**	**100.00%**	**99.85%**	**98.50%**	**99.99%**	100%	100%
Octubre	**99.59%**	**99.68%**	**98.15%**	**100.00%**	100%	100%	100%
Noviembre	**99.61%**	**99.86%**	100%	100%	**100.00%**	100%	100%
Diciembre	**99.73%**	**99.71%**	100%	100%	100%	100%	100%

Nota: Las cifras en negritas se encuentran redondeadas a dos decimales.

Nota: La cifra en rojo es el menor valor registrado en el periodo de análisis.

Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Figura 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Mulegé, 2022.

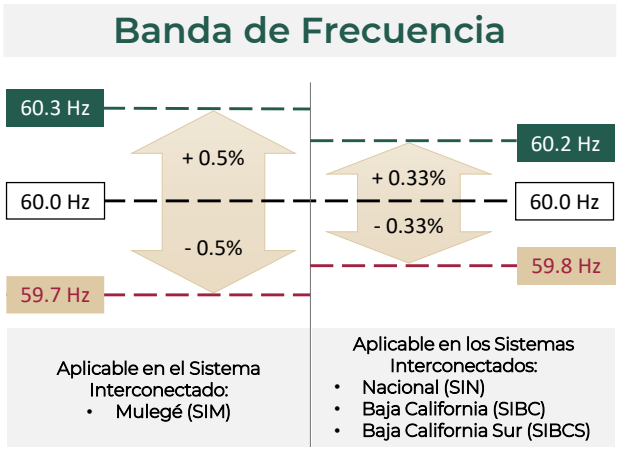


Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

En 2022 se presentó constante el valor de MRO con un tiempo de operación de 100% en EON. El menor valor histórico de MRO del SIM se presentó en 2016 con un registro de 93.82% del tiempo de operación en EON.

2.1.2 Frecuencia

Uno de los parámetros técnicos fundamentales para el control y operación del SEN es la frecuencia de la componente fundamental. El Código de Red establece los valores permisibles que deberán observarse en las diferentes zonas de potencia que integran el SEN y que comúnmente se designan como banda de frecuencia. Bajo esta óptica, la banda de frecuencia establecida para el SIN, el SIBC y el SIBCS está establecida en el rango comprendido entre 59.8 y 60.2 Hz. En el caso del SIM, la banda de frecuencia está comprendida entre 59.7 y 60.3 Hz. Siempre que los sistemas se encuentren dentro de sus respectivas bandas de frecuencia, los sistemas se encontrarán en EON.

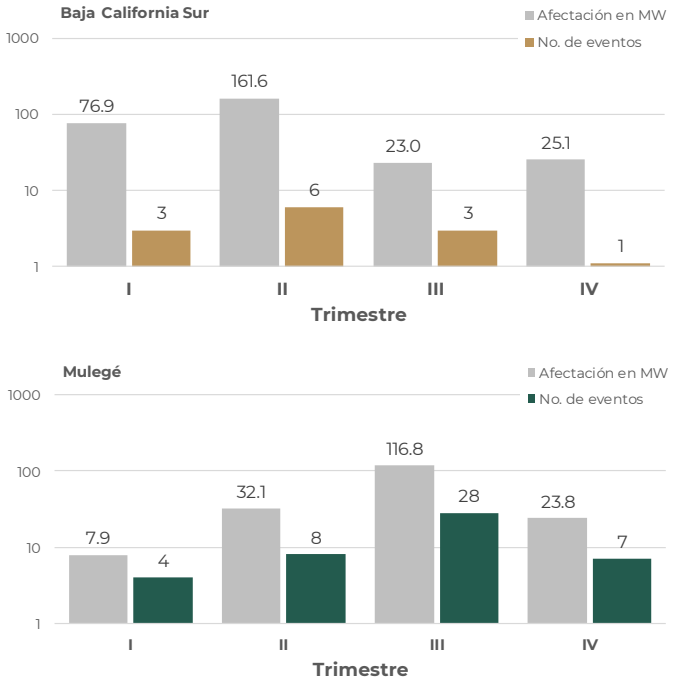


El CENACE como operador del SEN, es el responsable de garantizar que las diferentes zonas de potencia se encuentren operando dentro de los límites establecidos, tomando como premisa minimizar los periodos de tiempo que los diferentes sistemas operan fuera de las bandas de calidad de esta variable. De esta forma se evita que los diferentes equipos conectados al sistema, desde generadores hasta equipos, máquinas y motores de los centros de carga; operen protecciones de frecuencia y experimenten una operación anormal, que puede derivar en una pérdida de sincronismo, la pérdida en cascada de elementos o, en un caso extremo, colapsar totalmente el sistema. Las excursiones de frecuencia son generalmente ocasionadas por cambios súbitos de carga o pérdidas de generación, cuando estos sobrepasan los valores previstos por el operador del sistema.

Dada la condición de interconexión síncrona del SIBC con el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste[9], existe una coordinación entre el Operador Independiente del Sistema de California[10] y el CENACE para el control de la frecuencia. En la Figura 6 se muestran los eventos con desviación de frecuencia de las GCR Baja California Sur y Mulegé del SEN, así como la afectación acumulada por trimestre. Estas dos GCR fueron las únicas que presentaron desviaciones de frecuencia en 2022.

[9] WECC, por sus siglas en inglés.
[10] CAISO, por sus siglas en inglés.

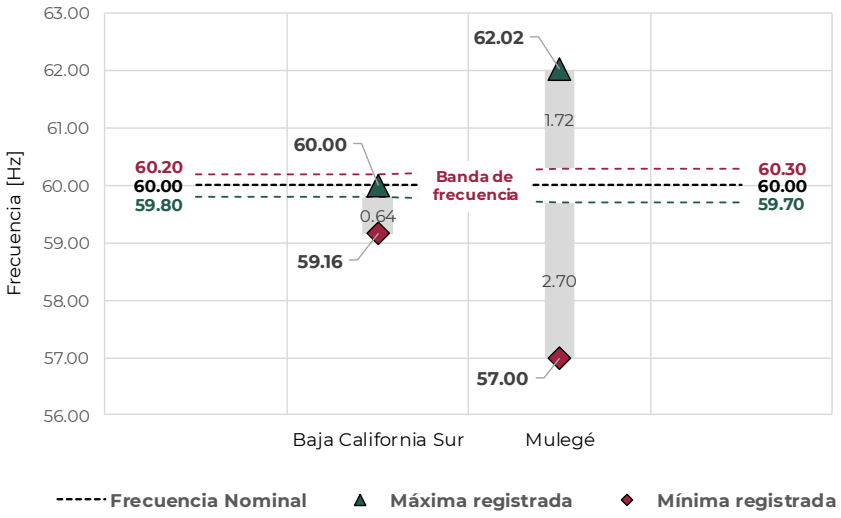
Figura 6. Eventos de desviación de frecuencia con afectación de carga en el SEN por GCR en 2022, base trimestral



Nota: La escala de los ejes verticales es logarítmica, lo que permite visualizar los eventos de forma clara junto con la afectación
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En 2022, no se registraron desviaciones de frecuencia en las GCR del SIN, por lo que sólo se muestran los eventos del SIBCS y SIM, que reportaron una afectación total de 286.6 MW y 180.7 MW, respectivamente. La Figura 7 muestra los valores máximos y mínimos de frecuencia que se presentaron en las GCR BCS y la GCR Mulegé.

Figura 7. Valores de frecuencia máxima y mínima registradas en los sistemas BCS y Mulegé, 2022.



Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

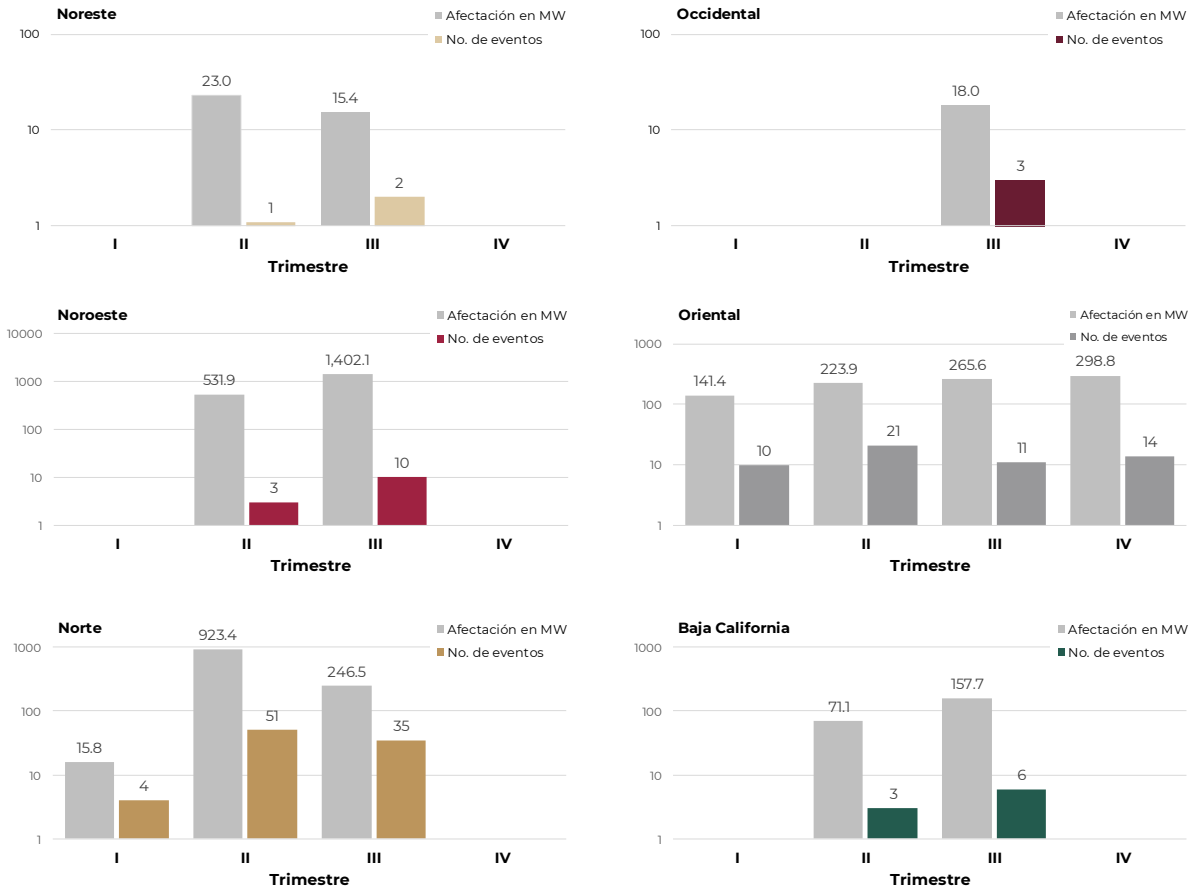
Las desviaciones de frecuencia, menor y mayor, ocurrieron en la GCR Mulegé, al presentar 62.02 Hz en septiembre durante aproximadamente 8 minutos y 57.00 Hz en agosto con una duración de una hora y 12 minutos.

2.1.3 Tensión

En el Código de Red se establece que los elementos de la RNT deben operar a niveles de tensión nominal de 69 a 400 kV en sus sistemas de corriente alterna, así como en los enlaces de corriente directa y los enlaces internacionales asíncronos conectados a los niveles de tensión mencionados. Lo anterior tomando como premisa la preservación de la confiabilidad y calidad de la operación del SEN y con este fin se establecieron los límites operativos para los niveles de tensión comprendidos entre 69 y 400 kV que refieran a una variación de ±5% de la tensión nominal.

En la Figura 8, se muestran para las GCR con afectación de carga por desviación de tensión registradas en 2022 en un análisis trimestral con el número de eventos y su afectación en MW.

Figura 8. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga por GCR con base trimestral, 2022.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En la GCR Noreste, se presentaron 3 eventos con afectación de carga derivados de la aplicación de EPS por baja tensión (relevador 27) por un total de 38.4 MW afectados que debido a su corta duración sólo representó una energía de 4.92 MWh en el año, además de presentarse otros 3 eventos en el segundo trimestre del año con la aplicación de EPS por sobretensión (relevador 59) que requirieron la aplicación de DAG por un total de 175 MW en la zona de Piedras Negras, estos eventos al no afectar carga no se muestran en la figura.

Para la GCR Noroeste, la afectación de carga total en 2022, fue de 1,934 MW que se presentó diferida con 3 eventos en el segundo trimestre por un total de 531.9 MW donde destacan dos eventos por baja tensión en la zona de Caborca y Hermosillo con una afectación aparente en términos de energía de 44.04 MWh entre el 23 y el 26 de junio; para el tercer trimestre, con 10 eventos por baja tensión, se registró de afectación aparente en términos de energía de 120.33 MWh, principalmente en las zonas de Culiacán y Hermosillo, y en menor grado en las zonas de Guasave, Los Mochis y Mazatlán.

En 2022, la GCR Norte registró el mayor número de eventos con aplicación de algún esquema de protección, contabilizando 90 eventos de aplicación de EPS (relevador 27), de los cuales 35 se presentaron en la zona de Camargo, principalmente asociados al comportamiento de la demanda de bombeo de riego agrícola en la región de Mesteñas en los periodos de alta demanda. Estos 35 eventos se distribuyeron en los primeros 3 trimestres del año, así en el primer trimestre esta zona registró un evento, 5 en el segundo trimestre y 29 en el tercer trimestre, representando en total una aparente pérdida de 18.41 MWh, adicionalmente en la zona de la Laguna se registró un evento con una afectación de 5.03 MW durante 5 minutos.

Cuadro 8.6.1. Sobrecarga de AT en la SE Nuevo Casas Grandes (AT-98 y AT-99) y SE Moctezuma (AT-97 y AT-99) en 2023.

Autotransformador (Capacidad MVA)	Flujo (MVA)	Escenario de Operación
NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)	137	Caso sin contingencia
	227	Disparo de NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	136	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	133	Caso sin contingencia
	224	Disparo de NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	130	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
MCZ AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)	123	Caso sin contingencia
	130	Disparo de NCG AT-98 - 230/115 kV (100 MVA)
	313	Disparo de MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)
MCZ AT-97 - 230/115 kV (225 MVA)	186	Caso sin contingencia
	200	Disparo de NCG AT-99 - 230/115 kV (100 MVA)
	303	Disparo de MCZ AT-99 - 230/115 kV (225 MVA)

Fuente: PAMRNT 2023-2037, CENACE, pág. 210.

Los 54 eventos restantes se presentaron en la zona Juárez que se asociaron, entre otros factores, a la carga de primavera-verano sobre las subestaciones Paso del Norte, Valle de Juárez y Reforma, que con la infraestructura actual de transmisión y transformación y ante una contingencia en el autotransformador de la SE Paso del Norte presenta sobrecarga generalizada en la zona. Además, el incremento de la demanda en la zona de Nuevo Casas Grandes y Moctezuma fue tal, que en 2022 se condicionaron solicitudes de Centros de Carga agrícolas en dichas regiones a

la entrada en operación de dos proyectos de infraestructura, uno de transformación en Nuevo Casas Grandes y otro de soporte de tensión que incorpora líneas de 115 kV para soporte de tensión, un autotransformador de 230/115 kV y 7 equipos de compensación capacitiva en 115 kV en diferentes subestaciones de la zona[11].

En el caso de la GCR Occidental, sólo se tuvo registro de 3 eventos con aplicación de EPS por baja tensión en el tercer trimestre del año cuya afectación aparente en términos de energía fue de 1.98 MWh. Estos eventos tuvieron lugar, uno en la zona de Matehuala y dos en la zona de Zacatecas en la región de Fresnillo.

En la GCR Oriental, dadas las condiciones de infraestructura presentes en 2022 en la red de 115 kV donde las subestaciones de Quemado, Ciénega y Juchitán alimentan la red de 115 kV de la costa chica en Guerrero y la costa de Oaxaca, que alimentan cargas residenciales, comerciales, industriales y de centros turísticos importantes, con transformación de 230/115 kV que se ubica a gran distancia, producen una deficiencia de soporte de potencia reactiva que brinda a su vez soporte de tensión. Lo anterior, ante la contingencia sencilla más severa, que es la salida de la LT Quemado – Papagayo, forma una trayectoria radial de 360 km, con el correspondiente abatimiento de tensión que implica la necesidad de aplicar los EPS y EAR correspondientes con afectación de carga como medida emergente para preservar el funcionamiento del sistema.

Cuadro 8.3.1. Registro histórico de eventos de disparos o salida de LT (con y sin afectación de demanda) y Energía no suministrada anual en la Costa Chica y Huatulco

Año	Número de Eventos de disparo		ENS (MWh)
	Con afectación de carga	Sin afectación de carga	
2014	21	23	149
2015	12	3	26
2016	20	32	31
2017	46	21	272
2018	53	20	512
2019	42	9	407
2020	26	16	57
2021	41	23	382
2022	46	17	672
Total	**307**	**164**	**2,508**

Fuente: PAMRNT 2023-2037, CENACE, pág. 168.

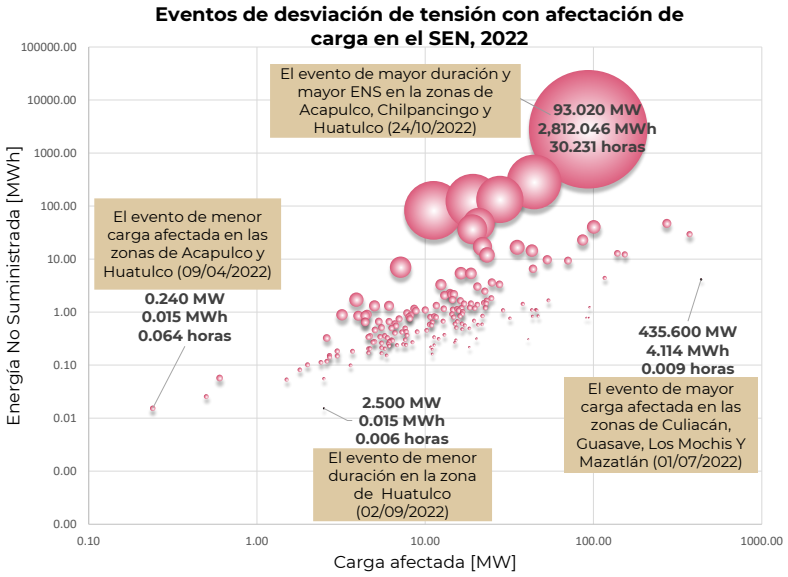
En 2022, la GCR Oriental registró 8,760 horas con riesgo de afectación de carga por bajas tensiones ante contingencia sencilla en las LT de la red de 115kV, esta condición implica mantener implementados los EAR que en algunos casos han resultado insuficientes para mantener la tensión dentro de sus límites.

Por lo anterior, la GCR Oriental registró 56 eventos de desviación de tensión con afectación de carga, de los cuales 10 eventos se presentaron en el

[11] Para mayor información consultar el PAMRNT 2023-2037.
Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista 2023-2037 (cenace.gob.mx)

primer trimestre, 8 registrados en la zona de Tapachula, Chiapas y 2 en la red de 115 kV de las zonas de Acapulco, Huatulco y Oaxaca. Para el segundo trimestre se registraron 21 eventos por baja tensión, todos en la red de 115 kV de las zonas Tapachula con 9 eventos, 10 eventos donde se vieron afectadas diferentes zonas, ya sea en combinación o individualmente, viéndose involucradas la zona de Acapulco 8 veces, Huatulco 7 veces, Oaxaca 4 veces, Chilpancingo una vez y Tuxtla Gutiérrez una vez. Cabe señalar que uno de los eventos en la zona de Oaxaca registró una duración de más de 4 horas con afectación de 27.77 MW lo que en términos de energía puede representar 133 MWh aproximadamente.

Para el tercer trimestre el número de eventos registrados fue de 11, todos derivados de bajos niveles de tensión operando los esquemas 27 en la red de 115 kV, afectando las regiones de Acapulco, Huatulco, Huajuapan y Oaxaca con una capacidad acumulada de 265.64 MW que en términos de energía al año representaron 82.6 MWh. Con esa misma tendencia, para el cuarto trimestre del año, se registraron 14 eventos en las mismas zonas con 298.78 MW de afectación equivalentes a 3,245.79 MWh. Destaca uno de estos eventos con afectación en las zonas de Acapulco, Chilpancingo y Huatulco donde la carga afectada alcanzó 93.02 MW con una duración de más de 30 horas registrado el 24 de octubre.

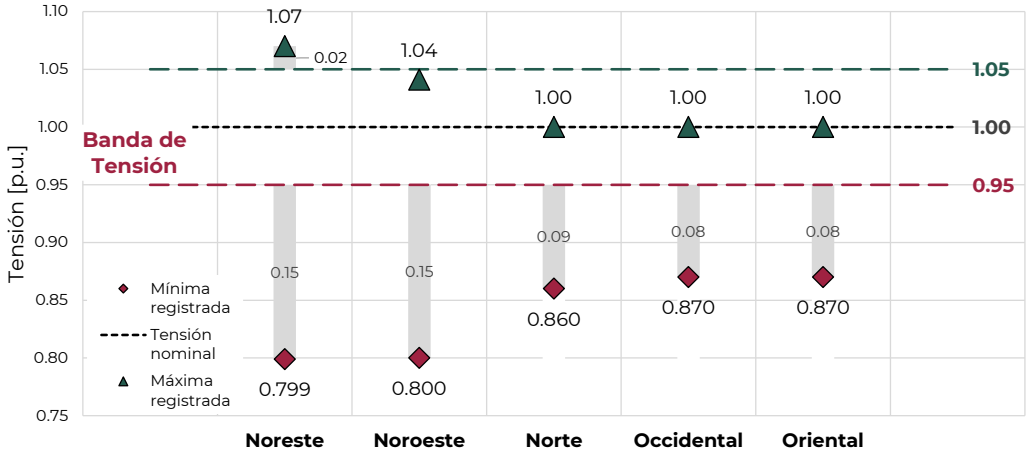


Por último, en la GCR Baja California se registraron 9 eventos de desviación de tensión que fueron atendidos mediante EAR con la aplicación de DAC por relevadores 27. Los eventos se presentaron diferidos con 3 DAC en el segundo trimestre del año, 2 en la zona de Ensenada y 1 en la zona de San Luis los otros 6 se presentaron en el tercer trimestre, 5 en la zona San Luis y uno en la zona Ensenada. La afectación de carga en el año asociada a estos eventos alcanzó los 16.6 MW, que por su duración en términos de energía fueron equivalentes a 7.79 MWh.

Los valores máximo y mínimo de tensión que se alcanzaron en 2022 con los cuáles se operaron los EPS 27 y 59 en cada GCR, se muestran en la Figura 9, donde destaca la GCR Noreste por los valores alcanzados fuera de la banda permitida de tensión, con un mínimo de 0.799 p.u. que en la red de 115 kV de la

zona Tampico representó una tensión de 91.89 kV activando un EPS 27 durante aproximadamente 16 minutos. En contraparte, el valor de tensión máximo registrado fue de 1.07 p.u. en la red de 230 kV equivalente a una tensión de 246.1 kV en la zona de Piedras Negras, con lo cual se activó un EPS 59 por sobretensión que requirió un disparo automático de generación por 56 MW durante más de 53 minutos.

Figura 9. Valores de tensión máxima y mínima de las GCR del SIN con desviación referida a la banda de tensión permitida, 2022.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Para el caso de la GCR Noroeste, los valores reportados alcanzaron un mínimo de 0.8 p.u. en la red de 115 kV de la zona de Mazatlán equivalente a 92 kV, evento que activó un EPS 27 durante un minuto aproximadamente; y para su valor máximo de 1.04 p.u., registrado en la red de 115 kV de las zonas de Culiacán, Guasave, Los Mochis y Mazatlán, alcanzó un valor de 119.6 kV el cual se consideró menor dada su duración de 33.8 segundos, aun con una carga afectada de 435.60 MW.

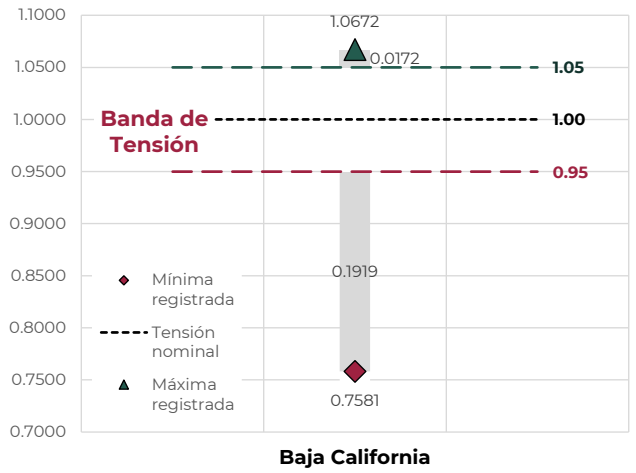
En la GCR Norte, los eventos por desviación se registraron por baja tensión, cuyo mínimo registró 0.86 p.u, en la red de 34.5 kV de la zona Juárez alcanzando un nivel de tensión de 29.67 kV, valor de tensión que se presentó en 14 eventos entre mayo y junio, así como un evento en agosto. La máxima afectación en términos de carga y energía fue equivalente a 18.7 MW y 5.37 MWh, respectivamente, en un evento registrado en junio con una duración aproximada de 17 minutos. En esta GCR no se presentaron eventos por sobretensión.

Durante 2022, en la GCR Occidental se registraron sólo 3 eventos de desviación de tensión los cuales fueron resultado de la aplicación de EPS por baja tensión, el menor de ellos registró un valor de 0.87 p.u. sobre la red de 115 kV de la zona Matehuala, que con un nivel de tensión de 100.05 kV resultó en 7.8 MW de carga afectada con una duración de alrededor de 7 minutos. Los dos eventos restantes se presentaron en la red de 115 kV de la zona de Fresnillo-Zacatecas. Todos los eventos se presentaron en el mes de junio.

La cantidad de eventos registrados en la GCR Oriental, la ubicaron como la segunda GCR con más EPS aplicados en el año, todos ellos por baja tensión cuyo valor mínimo registró 0.87 p.u. sobre la red de 115 kV de la costa de Guerrero y Oaxaca. A lo largo de 2022, se reportaron 38 eventos con ese nivel de tensión, siendo el más representativo por su carga afectada y duración el registrado el 24 de octubre, cuya afectación alcanzó 19.20 MW y tuvo una duración de 6 horas y 26 minutos a un nivel de 100.05 kV que de haberse mantenido la demanda representaría 123.57 MWh de energía no suministrada.

En la Figura 10 se muestran los valores máximo y mínimo de tensión que se registraron en la GCR Baja California; donde se observa que su menor valor fue de 0.758 p.u. en la red de 13.8 kV de la zona de San Luis lo que fue equivalente a 10.46 kV en un evento que tuvo una duración de aproximadamente 2 minutos con una carga afectada de 38 MW registrado el 29 de junio.

Figura 10. Valores de tensión máxima y mínima de la GCR Baja California con desviación referida a la banda de tensión permitida, 2021.



Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE

Por el contrario, el máximo valor de tensión se presentó en la red de 34.5 kV de la zona de Ensenada con un valor de 1.07 p.u. que se ubicó en 36.91 kV con una duración alrededor de 3 minutos y una carga afectada de 14.57 MW, registradas el 30 de agosto.

En resumen, el SEN registró 177 eventos de desviación de tensión en 2022, los cuales requirieron la aplicación de EPS o EAR y registraron alguna afectación de carga. Esta cifra fue 53.9% mayor que la registrada en 2021, derivada de la cantidad de eventos en la GCR Oriental en su red de 115 kV y de la GCR Norte que en total suman más del 82% de los eventos del SEN en el año reportado.

2.1.4 Indicadores de sustentabilidad

Una de las formas de identificar la evolución de la matriz de generación de energía eléctrica en el SEN en materia de sustentabilidad es el indicador de la Componente de Generación Limpia (CGL) que representa la fracción de

generación de energía eléctrica limpia con relación al total de generación del SEN para un periodo anual, expresado en porcentaje. De esta forma, cuando la proporción de energía limpia crece con respecto a la generación total en el SEN, el indicador incrementa; este comportamiento puede ser resultado de la incorporación de generación eléctrica con tecnologías limpias, así como por la reducción de generación con tecnologías convencionales o ambas. En el caso contrario, el indicador disminuirá. En la Tabla 5 se muestra la evolución del indicador CGL para el periodo 2016-2022.

Tabla 5. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2022.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 [1]	TMCA 16-21 [%]
21.0%	21.4%	23.2%	23.5%	28.0%	30.5%	**26.7%**	4.06

[1] Con datos del cuadro A1.12 del PRODESEN 2023-2037, página 152.

Datos de enero a diciembre de cada año. Pueden diferir de publicaciones anteriores por datos preliminares

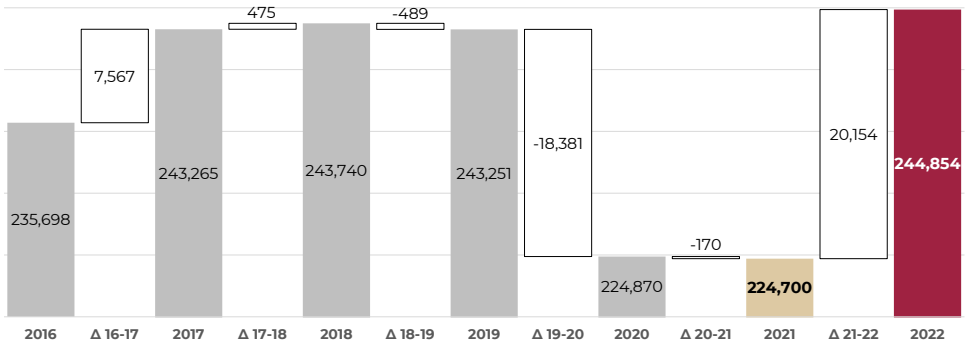
Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN de varios años, SENER.

De acuerdo con la información del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037, la generación limpia reportada en 2022 registró incrementos en los rubros de generación con tecnologías hidroeléctrica, geotermoeléctrica y bioenergía, mientras de la generación fotovoltaica, eólica, nuclear y de cogeneración eficiente mostraron una reducción, siendo ésta última la más representativa con una disminución equivalente a 85.6%. El incremento de la generación con carbón cambió la proporción de generación convencional lo que contribuyó en el cambio del indicador que tuvo una contracción equivalente a 12.7%. La principal causa de la reducción de la fracción componente de energía limpia derivó del cambio en el criterio de contabilización de la energía acreditada como cogeneración eficiente, en años posteriores se contabilizó toda la capacidad de las centrales que cuentan con acreditación de cogeneradores eficientes, en 2022 sólo se tomó en cuenta la fracción de energía generada y acreditada como cogeneración eficiente.

La capacidad instalada en el SEN en 2022, reportada al 31 de diciembre, fue de 87,130 MW, de los cuáles 36.0% equivalente a 31,369 MW, corresponde a la capacidad instalada con tecnologías limpias, que en el año de análisis incorporó 1.8% de capacidad con relación a las cifras reportadas en 2021, en términos relativos, las centrales fotovoltaicas y la bioenergía fueron las tecnologías que incrementaron su capacidad en 9.7% y 7.9%, respectivamente.

La evolución de la generación eléctrica en los últimos años refleja las condiciones de coyuntura derivados de la contingencia sanitaria desde principios de 2020 hasta principios de 2022, donde la demanda registró una contracción súbita en 2020 y 2021 para posteriormente retomar su tendencia en 2022. En la Figura 11 se puede observar este efecto sobre la generación del SEN en cuanto a tecnologías convencionales se refiere.

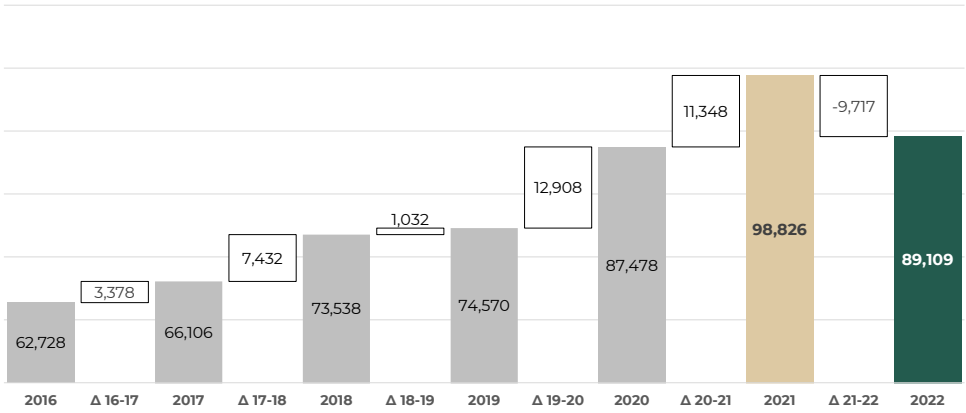
Figura 11. Evolución de la generación de energía eléctrica convencional en el SEN, 2016-2022. [GWh]



Fuente: Elaborada por la CRE con información del PRODESEN de varios años publicado por SENER.

Para el caso de la generación limpia, la Figura 12 muestra el comportamiento de las tecnologías limpias, que para 2022 registraron un decremento en la generación nucleoeléctrica de 9.2%, en la generación fotovoltaica de 4.6% y de la generación eoloeléctrica de 3.6%, sin embargo, el cambio principal derivó de la reclasificación de la generación eléctrica asociada a la cogeneración eficiente.

Figura 12. Evolución de la generación de energía limpia en el SEN, 2016-2021. [GWh]



Fuente: Elaborada por la CRE con la información del PRODESEN de varios años publicado por SENER.

En relación con las emisiones de bióxido de carbono (CO_2) asociadas a la generación de energía eléctrica en el SEN, se tiene otro indicador de sustentabilidad que reporta anualmente la CRE denominado Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional cuyo fundamento se encuentra en el artículo 12 del Reglamento de la Ley de Transición Energética. El indicador muestra el total de emisiones de CO_2 en toneladas por cada millón de watts-hora de energía eléctrica generada en el SEN. Este valor es indicativo del uso de tecnologías convencionales en la mezcla de generación que se inyecta al SEN, por lo que un incremento del indicador implica un mayor uso, en proporción de la mezcla de generación, de las tecnologías convencionales que

utilizan combustibles fósiles. En la Tabla 6 se ilustra la evolución del Factor de Emisión del SEN para el periodo 2016-2022.

Tabla 6. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2021 [Ton CO_2/MWh]

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Δ 21-22 [%]
0.458	0.582	0.527	0.505	0.494	0.423	**0.435**	2.8%

Fuente: Elaborado y publicado por la CRE.

El cambio en la proporción de la generación de energía limpia en la generación total del SEN en 2022 se ve reflejado en el Factor de Emisión, sin embargo se observa que aunque la disminución de la componente de generación de energía limpia tuvo una reducción de 3.3%, las emisiones incrementaron sólo 2.8%, lo que se explica por el cambio estadístico de la cogeneración eficiente disminuida en 2022, aunque las capacidades instaladas se conservaron. Para la determinación de estos factores se consideran los tipos de combustibles disponibles en el país, de acuerdo con las metodologías emitidas por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

2.2 Disturbios en el SEN

A partir de la publicación en el DOF de la Resolución RES/550/2021, que actualiza las disposiciones del Código de Red, se modificó la clasificación de los disturbios, quedando divididos en cuatro categorías descritas en el Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa en su apartado 1.2 Intercambio de información post-Disturbio y que se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Clasificación de los disturbios del SEN

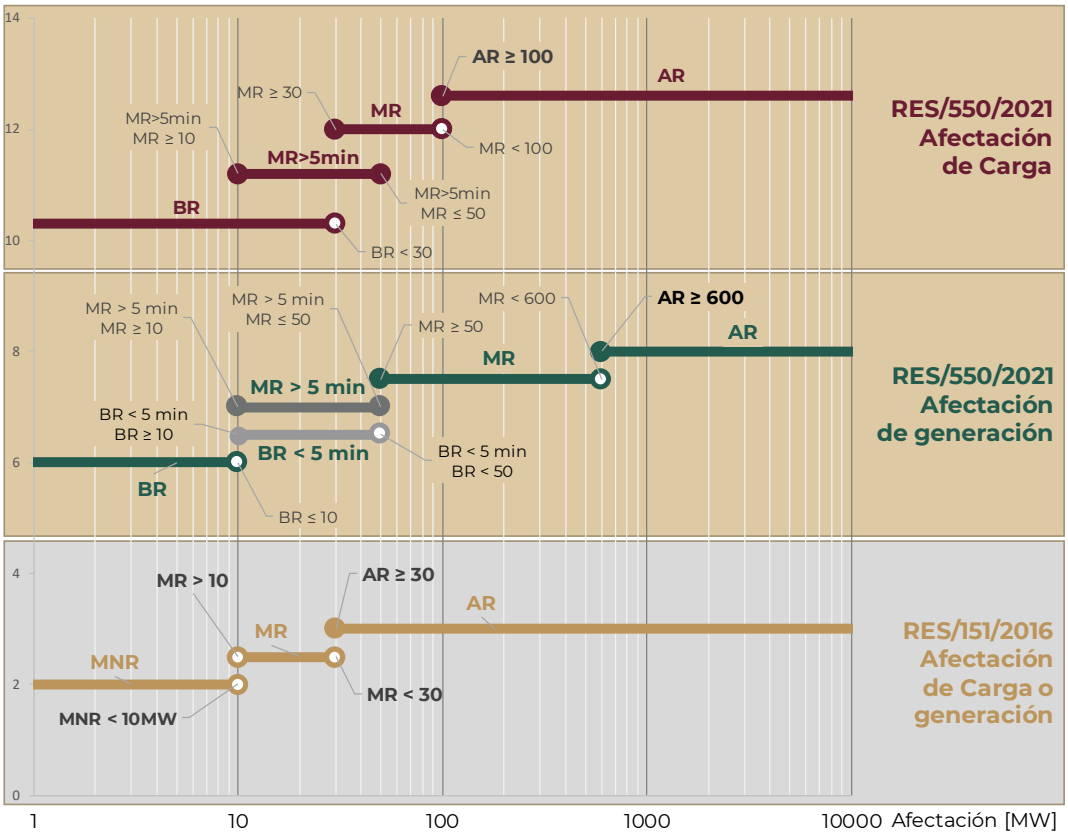
TIPO DE DISTURBIO (RES/550/2021)	Afectación			
	Carga	Generación	Duración	Origen
Disturbios de Alta Relevancia (DAR)	DAR ≥ 100 MW	DAR ≥ 600 MW	Independiente	Evento o caso fortuito
Disturbios de Media Relevancia (DMR)	30 MW ≤ DMR ≤ 100 MW	50 MW ≤ DMR < 600 MW	Independiente	Evento o caso fortuito
	10 MW ≤ DMR ≤ 50 MW	10 MW ≤ DMR ≤ 50 MW	mayor a 5 minutos	Evento o caso fortuito
	Con o sin afectación	Con o sin afectación	Independiente	Desconexiones múltiples e Interrupciones de CEV
Disturbios de Baja Relevancia (DBR)	DBR < 30 MW	DBR < 50 MW	menor a 5 minutos	Disparos o eventos
Disturbios Sin Afectación (DSA) (de carga o generación)	Sin afectación	Sin afectación	Independiente	Disparos o eventos por: - Vandalismo - Maniobras erróneas - Personas accidentadas (ajenas al SEN) - Transitorios en LT (230 kV o mayor) - Sismos mayores a 5 grados Richter

Fuente: Elaborada por la CRE con información del Código de Red.

El cambio en la clasificación establece rangos de afectación para carga y generación diferenciados e intervalos donde su duración mayor a 5 minutos es una condicionante. En esta nueva clasificación se ordenan por afectación los disturbios, partiendo de aquellos que no registraron afectaciones de carga o generación, seguidos de los Disturbios de Baja Relevancia, de los de Media Relevancia y en la máxima categoría los de Alta Relevancia.

En la Figura 13 se muestra un comparativo de clasificación de disturbios y su afectación entre las Resoluciones RES/151/2016 y RES/550/2023. El reporte de disturbios del SEN a partir de 2022 se realizará de acuerdo con la desagregación vigente.

Figura 13. Comparativo de la clasificación de los disturbios y su afectación.

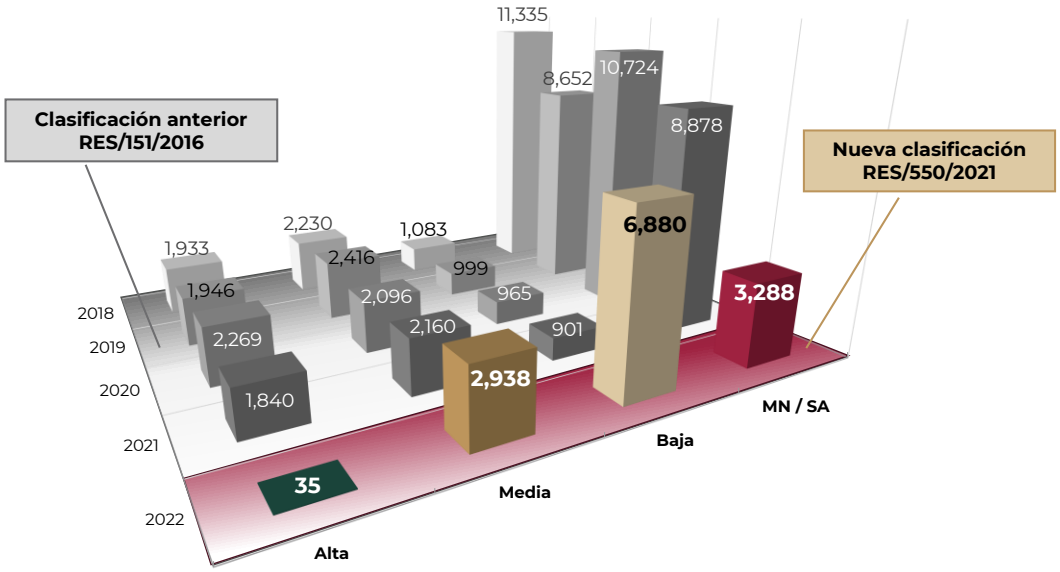


Fuente: Elaborada por la CRE con información de las resoluciones RES/151/2016 y RES/550/2021.

El resultado de la aplicación de esta clasificación es el traslado de una fracción de los antes denominados Disturbios de Alta Relevancia a la clasificación de Media Relevancia y una fracción de los disturbios con afectación de carga antes clasificados de Media y Mínima Relevancia pasan a la clasificación de Baja Relevancia. Cabe señalar que la anterior clasificación de Baja Relevancia excluía los eventos sin afectación, ya sea de carga o de generación, integrando exclusivamente eventos fortuitos o de fuerza mayor y maniobras erróneas.

Con base en lo anterior, en 2022 el SEN experimentó un total de 13,141 disturbios, de los cuales 35 fueron de alta relevancia equivalentes a 0.27% del total, en media relevancia se registraron 2,938 disturbios que representan 22.36%, otros 6,880 representan 52.35% del total y corresponden a los disturbios de baja relevancia, los 3,288 restantes fueron disturbios sin afectación de carga o generación. En la figura 14 se muestran los disturbios de los últimos 4 años, con la evolución de 2018 a 2021 con la clasificación anterior y 2022 con la clasificación actual.

Figura 14. Número de disturbios en el SEN clasificados por relevancia, 2018-2022.



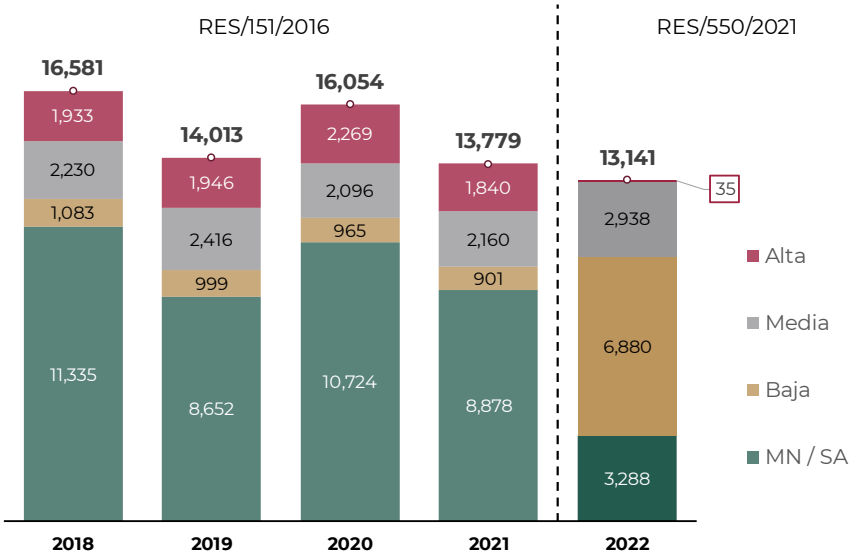
MN = mínima relevancia; SA = Sin Afectación de carga o generación. Se muestran los datos históricos con la clasificación de la resolución RES/151/2016 y en año 2022 con la clasificación de la resolución RES/550/2021. Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

La cantidad anual de disturbios registrados en el SEN en los últimos 5 años presenta una reducción a una tasa media de 5.98%, resultado de una disminución de 4.63% en el último año. En la Figura 15 se puede observar la evolución de los disturbios en sus dos clasificaciones, los cambios en 2022 al aplicar el comparativo de la Figura 13 resultan evidentes derivados de la transferencia de disturbios con afectación de carga o generación de la anterior categoría “Mínima Relevancia” a la categoría actual “Baja Relevancia”; de igual forma, los disturbios con afectación en la categoría anterior “Media Relevancia” ahora se encuentran incluidos en la categoría “Baja Relevancia”, con excepción de aquellos cuya afectación de carga o generación haya registrado una duración mayor a 5 minutos.

Para el caso de los disturbios en “Alta Relevancia” en la clasificación anterior, todos aquellos entre 30 y 99.99 MW de afectación de carga, ahora se encuentran en la clasificación de “Media Relevancia” de igual forma que los disturbios con afectación de generación entre 50 y 599.99 MW que antes eran de “Alta Relevancia”, ahora son de “Media Relevancia”. Ahora sólo serán de alta

relevancia aquellos disturbios con afectación de carga sea igual o mayor a 100 MW, o aquellos cuya afectación de generación sea igual o mayor a 600 MW.

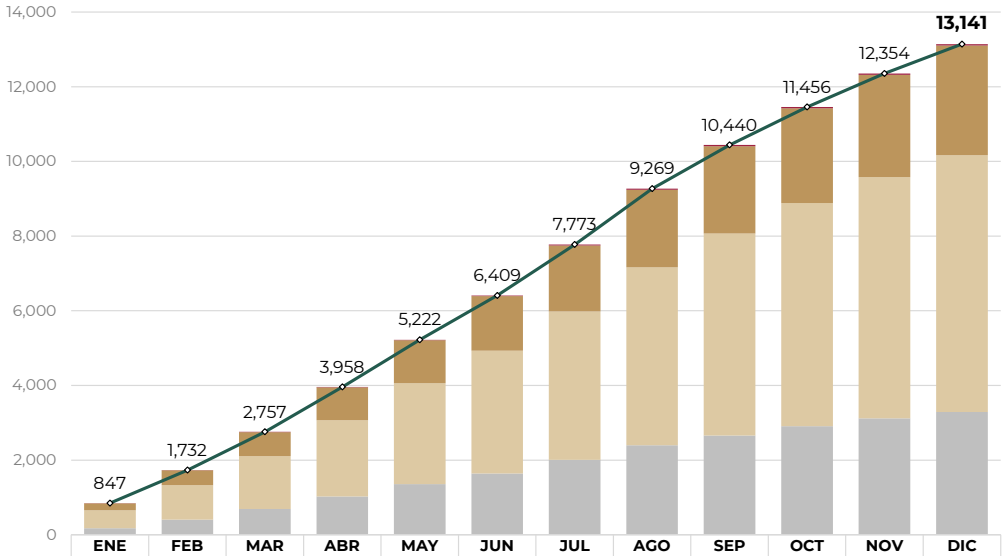
Figura 15. Evolución de los disturbios en el SEN, 2018-2022.



MN = Mínima Relevancia, aplicable al periodo 2018-2021;
SA = Sin Afectación, aplicable a partir de 2022.
Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

En la figura 16, se muestra la evolución mensual acumulada de los disturbios en 2022.

Figura 16. Evolución mensual acumulada de los disturbios del SEN por relevancia, 2022.



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Alta	3	7	7	8	11	19	23	28	34	35	35	35
Media	190	394	644	881	1,149	1,457	1,766	2,080	2,337	2,537	2,738	2,938
Baja	478	927	1,415	2,041	2,707	3,291	3,977	4,764	5,411	5,973	6,462	6,880
Sin Afectación	176	404	691	1,028	1,355	1,642	2,007	2,397	2,658	2,911	3,119	3,288
Total	847	1,732	2,757	3,958	5,222	6,409	7,773	9,269	10,440	11,456	12,354	13,141

Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Las causas de los disturbios suelen ser de diversa índole entre las cuales se pueden enunciar condiciones de demanda máxima, problemas en la infraestructura, factores climáticos y meteorológicos, casos fortuitos, entre otros; la temperatura ambiente en algunas zonas del país se acentúa en diferentes meses del año; de esta manera, los meses más cálidos suelen registrar incrementos en la cantidad de disturbios en sus diferentes categorías. En 2022, los meses de marzo y abril, así como julio y agosto, coincidentes con la primavera y verano, respectivamente, tienden a incrementar la cantidad de disturbios.

2.2.1 Estados Operativos de Alerta y Emergencia del SEN

Una de las responsabilidades del CENACE como operador del SEN, es la vigilancia de las variables operativas que definen los estados operativos del sistema y que han sido establecidas en el Código de Red. Las condiciones para que el SEN se encuentre en EON, derivan de la permanencia dentro de los límites establecidos de las variables tales como la tensión, frecuencia, apertura angular, transferencias máximas de potencia, entre otras como la capacidad de reserva de generación, de transmisión y transformación, que permitan mantener su confiabilidad, ante la contingencia sencilla más severa, permaneciendo sin pérdidas de elementos, de equipos asociados ni carga. Es decir, si un sistema que ha experimentado o no la contingencia sencilla más severa, mantiene su operación dentro de los límites de diseño y operativos permisibles sin pérdida de carga, se dice que se encuentra en EON.

Ahora bien, si en el sistema antes descrito, sin la acción de esquemas de control suplementarios se detecta que, ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa, el sistema puede llevarse a una condición con riesgo potencial de inestabilidad, entonces se dice que el sistema se encuentra en EOA; así también si este sistema depende de un EAR. Entonces, el EOA en un sistema representa el límite operativo previo al EOE, ya que la siguiente contingencia sencilla más severa conducirá al sistema a una condición de inestabilidad y su operación requerirá de la ejecución de acciones remediales.

La cantidad de estados operativos diferentes al normal registrados en el SEN en 2022 fue de 1,391, de los cuales 1,321 correspondieron a los EOA y 70 fueron declaraciones de EOE; el resultado anual comparado con lo reportado en 2021 fue equivalente a una reducción de 39.3% donde los EOA disminuyeron 39.1% y los EOE 43.1%. Esta disminución representó una reducción en la tasa media de crecimiento que se reportó en 2021 al pasar de 17.6% a 3.0% sobre el total. Los objetivos de la planeación del SEN alcanzables mediante la implementación de proyectos de ampliación y modernización de la RNT y RGD, deben reducir esta tasa de crecimiento hasta que en valores negativos represente una reducción de Estados Operativos diferentes al normal con respecto al año base. En la Tabla 8 se muestra la evolución de los estados operativos diferentes al normal

del SEN, donde se observa que el año 2016 no es tomado como base por tener sólo datos del segundo semestre.

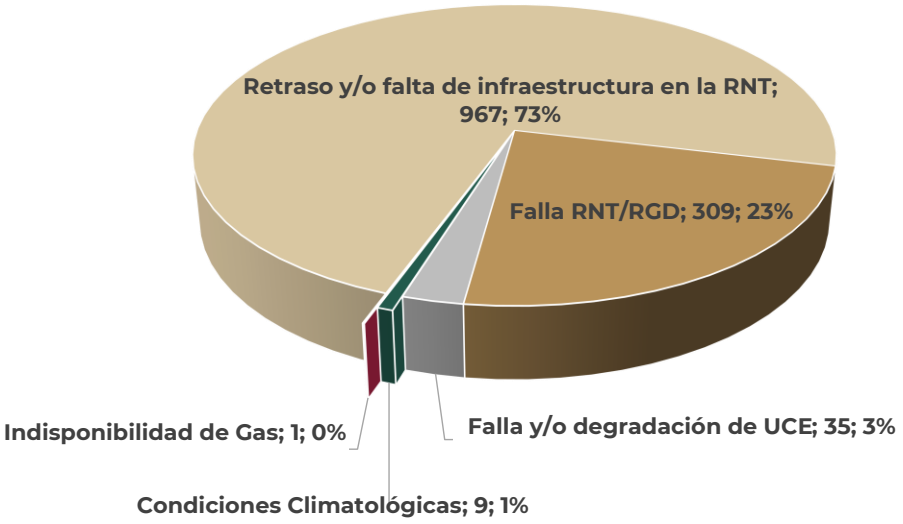
Tabla 8. Estados Operativos de Alerta y Emergencia en el SEN, 2016-2022.

Estado Operativo	2016 [1]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Δ 21-22	Participación 2022	TMCA [2] 17-22
de Alerta	228	1,156	1,404	1,823	1,808	2,170	**1,321**	-39.1%	95.0%	2.7%
de Emergencia	35	44	77	108	51	123	**70**	-43.1%	5.0%	9.7%
Total	263	1,200	1,481	1,931	1,859	2,293	**1,391**	-39.3%	100.0%	3.0%

1 Para el año 2016, se presentan sólo las notificaciones del segundo semestre.
2 La tasa media de crecimiento anual (TMCA) fue calculada tomando 2017 como año base
Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

De acuerdo con las causas que originaron los EOA en 2022, los retrasos de entrada en operación de la infraestructura proyectada en la RNT y que se considera faltante, produjo el 73.2% de los EOA en el SEN, mientras que las fallas en la RNT y las RGD representaron 23.4%, 2.6% se asociaron a la falla o degradación de UCE y 0.8% fue resultado de las condiciones climatológicas. En todo el SEN sólo se registró un EOA por indisponibilidad de gas natural. Los EOA que registraron un alcance de dos o más GCR representaron 33.5% del total, mientras que, de forma individual, las GCR con mayor cantidad de EOA declarados fueron Baja California con 17.1%, Norte con 13.4%, Peninsular con 8.2% y Noreste con 8.0%, todas determinadas en relación con el total de EOA del SEN. Con estos resultados, en 2022 se presentó una reducción de EOA de 39.1% en relación con lo reportado en 2021. En la Figura 17 se muestran las principales causas de los EOA en el SEN en 2022.

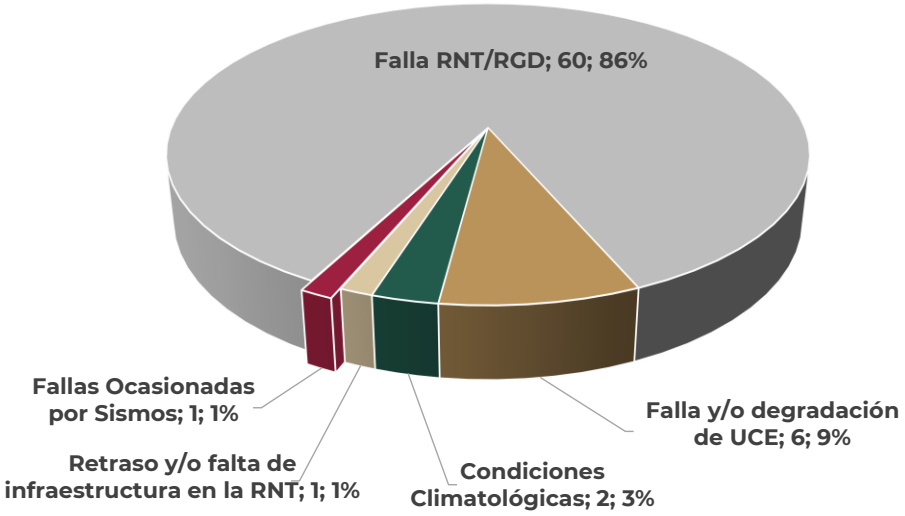
Figura 17. Principales causas de los Estados Operativos de Alerta (EOA) en el SEN 2022. Declaratorias y su participación porcentual.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Para el caso de los EOE, las causas que originaron sus declaratorias, en concordancia con la definición de EOE, fueron las fallas en la RNT y las RGD, registrando 60 declaratorias equivalentes al 85.7% del total de EOE en el SEN, posteriormente las fallas, así como la degradación de UCE derivaron en 6 declaratorias representando 8.6%; por último, 2 EOE resultado de condiciones climatológicas, otro asociado al retraso de infraestructura y uno más derivado de una falla por sismo, que en su conjunto representaron el 5.7% restante. En la Figura 18 se muestran las principales causas de los EOE declarados en el SEN en 2022.

Figura 18. Principales causas de los Estados Operativos de Emergencia (EOE) en el SEN, 2022. Declaratorias y su participación porcentual.



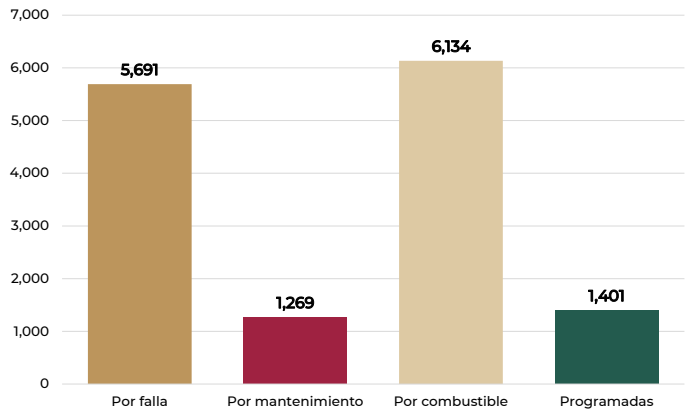
Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Las GCR con mayor cantidad de declaratorias de EOE en 2022 fueron en la GCR Peninsular con 20.9% de participación, seguida de la GCR Oriental con 16.4%, de la Noreste con 14.9% y la GCR Norte con 11.9%, todos los valores referenciados al total de EOE registrados en el SEN. De esta forma, se presentó una reducción del 43.1% en el último año como resultado de la culminación de proyectos de infraestructura, una normalización de la demanda de las GCR y en consecuencia una corrección de flujos en algunos corredores de transmisión. Cabe señalar que, en la medida que se ejecuten y culminen los proyectos de la RNT y las RGD programados se verá una disminución de Estados Operativos diferentes al normal cuya causa de origen sea la falla en los elementos de las redes eléctricas descritas.

2.2.2 Salidas de Unidades de Centrales Eléctricas

La operación segura y confiable del SEN, responsabilidad del CENACE, requiere de diversos procedimientos de operación que permiten mantener la estabilidad del sistema ante eventos fortuitos o disturbios de diferente naturaleza. Dada la topología de la RNT y bajo condiciones específicas de algunos eventos, resulta necesaria la aplicación de seccionamientos de red o salidas de operación de UCE de manera ordenada y coordinada mediante instrucciones y licencias emitidas por el CENACE. En el Código de Red se establece que cuando se presenten salidas de operación de elementos del SEN, que en este caso refiere a UCE, cuando no se encuentren consideradas en el programa de mantenimiento conciliado con el CENACE, serán consideradas como salidas de emergencia bajo el concepto de salida forzada; lo anterior de acuerdo con los lineamientos de programación de salidas y administración de licencias incluidos en el Código de Red. La Figura 19 muestra la cantidad de salidas de UCE registradas en 2022 y sus causas.

Figura 19. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el SEN, 2022.



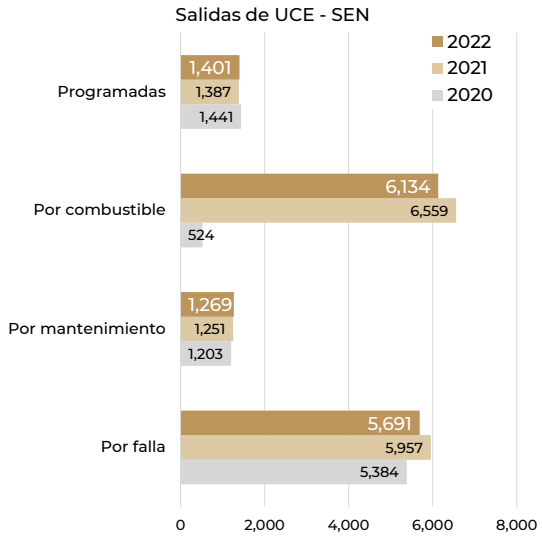
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

El total de salidas de UCE en el SEN reportadas para 2022, fue de 14,495 lo que representó una disminución de 4.3% con respecto a lo registrado en 2021. Esta disminución estuvo asociada a la reducción de salidas de UCE por falla y aquellas cuya causa de salida está relacionada con el combustible o energético principal y sus sistemas de suministro que mostraron una disminución de 4.5% y 6.5%, respectivamente.

En los últimos dos años, las salidas de UCE por combustible, reportan casos donde las unidades de central eléctrica salen de operación por degradación dadas las condiciones climáticas, operativas, nivel de embalse o estrategia de control del recurso hídrico, que reducen el comportamiento de la unidad hasta niveles que requieren de apagarla o inhabilitarla de forma temporal; de igual forma se reportan degradaciones cuando los porcentajes de aportación de las tecnologías solares y eólicas registran valores menores en horas específicas. Es

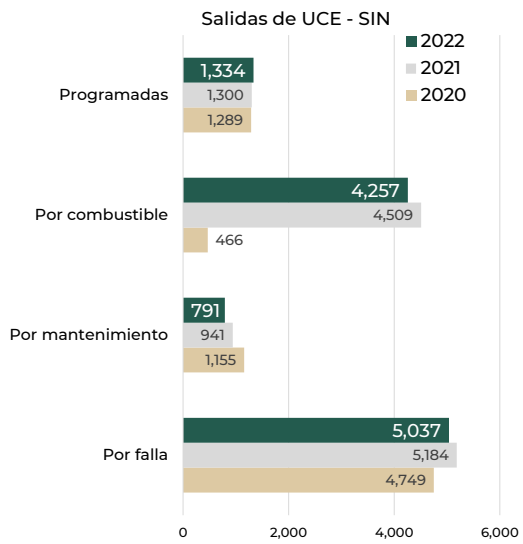
por esta razón que a partir de 2021 se registraron valores muy por arriba de lo reportado en 2020, siendo actualmente la categoría con mayor cantidad de salidas reportadas, superando las salidas por falla.

En 2022, el incremento de UCE con salidas por mantenimiento fue de 1.4% y el aumento de salidas programadas equivale a 1.0%.



En una desagregación por sistema, en el SIN se registraron 11,419 salidas de UCE que representan el 78.8% del total del SEN. La principal causa que originó la mayor cantidad de salidas de UCE en el SIN fue la falla de equipo, correspondiente al 44.1%, mientras que la segunda causa más frecuente fue la falta de combustible o energético principal con 37.3%. Aun siendo las principales causas de las salidas de UCE en el SIN, estas categorías registraron reducciones de 2.8% y 5.6%, respectivamente.

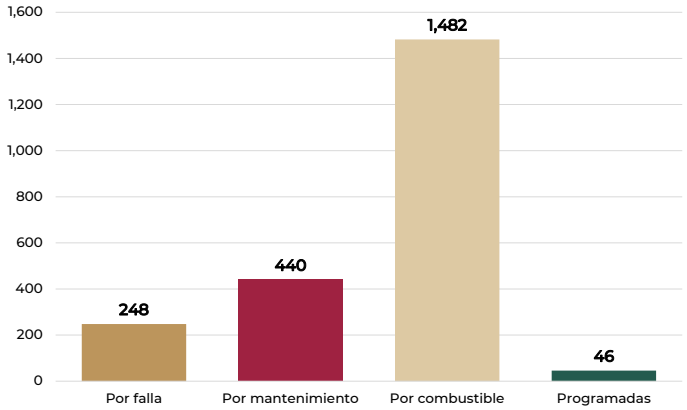
En el caso de las salidas de UCE por mantenimiento, como resultado de los trabajos realizados durante los años de contingencia sanitaria, se registró una disminución de 15.9% al pasar de 941 salidas en 2021 a 791 salidas en 2022.



En términos generales, el SIN redujo en 4.3% la cantidad de salidas de UCE en todos los rubros, con excepción de las salidas programadas que se vieron incrementadas en 2.6%.

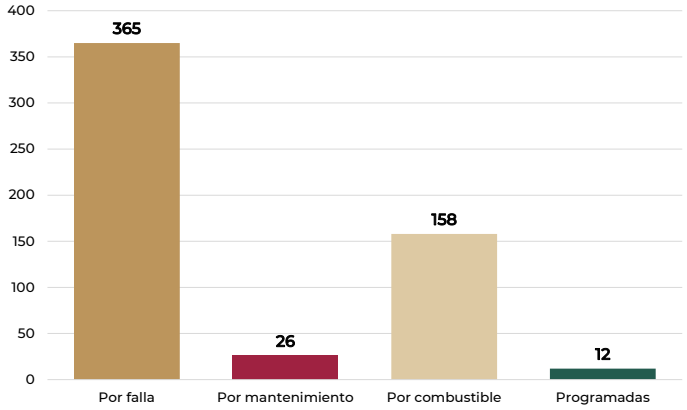
Para el Sistema Interconectado de Baja California, dadas sus características de tecnología y geografía, aunadas a la interconexión con el mercado del CAISO, presenta diversos retos en sus centrales eléctricas, entre estos se encuentra el suministro de combustibles y las condiciones climáticas reportando 1,473 salidas de UCE por degradación y 9 por falta de gas natural, sumando 1,482 salidas por combustible, cifra 11.7% menor a la registrada en 2021 cuando reportó 1,678 salidas. En las Figuras 20, 21 y 22 se muestra la cantidad de salidas de UCE en el SIBC, el SIBCS y el SIM, respectivamente.

Figura 20. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el Sistema Interconectado Baja California, 2022.



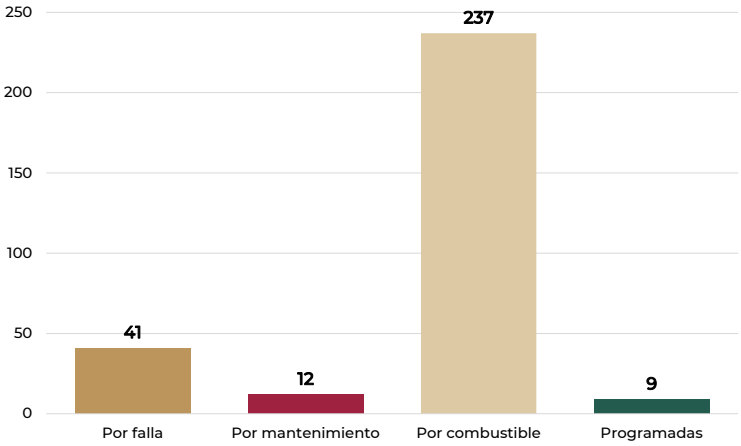
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Figura 21. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2022



Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Figura 22. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el Sistema Interconectado Mulegé, 2022.



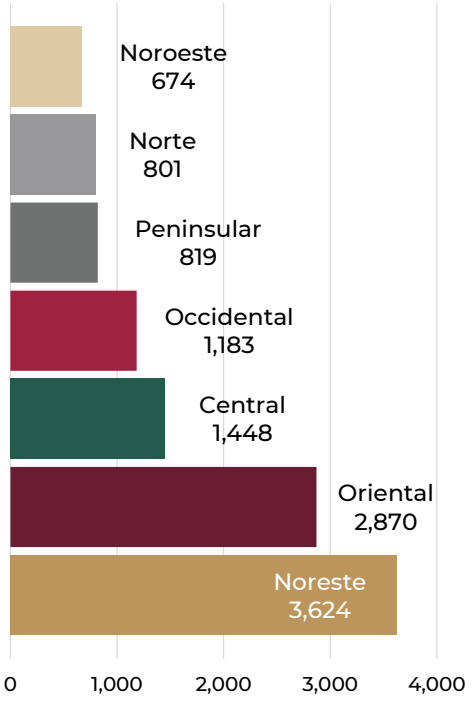
Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

En el SIBCS y el SIM, que son sistemas aislados, se presentan diferentes comportamientos de las salidas de UCE, aunque en 2022, la falla de equipos continua siendo la causa más representativa en el SIBCS, con 365 salidas de UCE y la segunda causa en importancia son las salidas por combustible, que registraron 158 eventos; en resumen, el SIBCS registró una disminución de salidas de UCE de 8.4% con respecto a lo reportado en 2021. En el caso del SIM, la primera causa de salidas de UCE fue por combustible con 237 salidas, donde el factor climático tuvo una fuerte influencia sobre los equipos de generación, mientras que la segunda causa fue la falla de equipos con 41 eventos, de forma general el SIM registró un incremento de 3.3% con relación a la información de 2021. Los sistemas de la península de Baja California se ven afectados por las temperaturas del verano, que por un lado incrementan la demanda y por otro producen efectos de degradación de los equipos.

Salidas de UCE en el SIN por GCR en 2022

En el SIN, las condiciones operativas de las centrales de generación se presentan diferentes entre las Gerencias de Control Regional que lo integran, sus características de generación, tipos de tecnología, aspectos climáticos, disponibilidad de combustibles, tamaño de la demanda, aspectos sociales, variables operativas, planificación, etc. son factores que influyen en las salidas de las UCE. Es común que una GCR de mayor complejidad determinada, entre otros factores, por la cantidad de unidades de generación instaladas en su zona de influencia, sus enlaces de transmisión y su nivel de demanda; presente estadísticamente un mayor número de salidas.

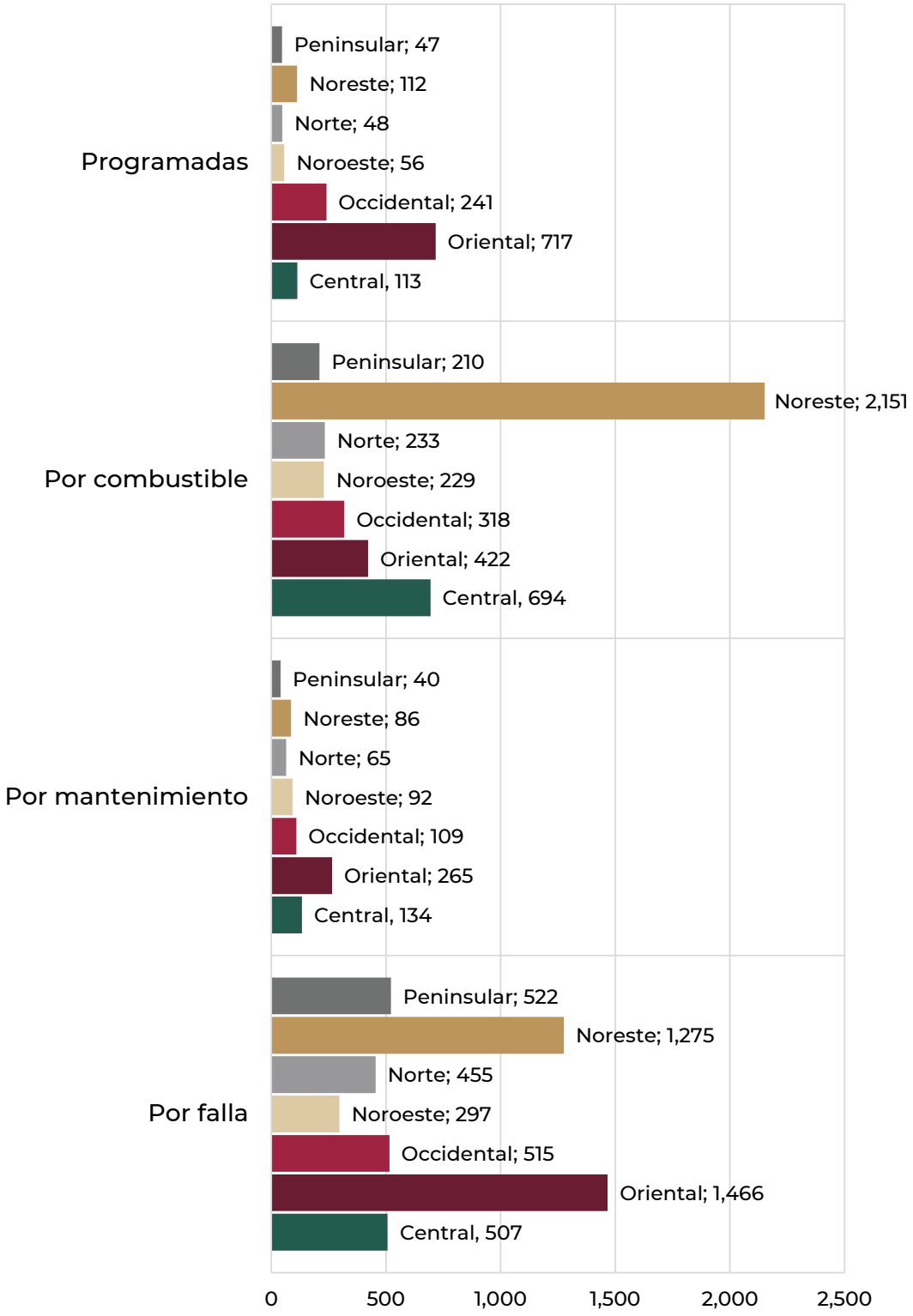
Salidas de UCE - SIN- 2022



Con base en lo antes mencionado, las GCR del SIN que en los últimos 3 años han registrado más salidas de UCE son Noreste, Oriental, Central y Occidental; cuyos enlaces y cantidad de unidades de generación es importante. Por el contrario, la GCR del SIN con menores registros de salidas de UCE ha sido la Noroeste. En la Figura 23, se puede observar a nivel GCR la cantidad de salidas de operación de las UCE en el SIN ordenadas por la categoría de causa.

La GCR Noreste, registró la mayor cantidad de salidas de UCE en 2022 con 3,624 eventos, en segundo lugar, la GCR Oriental reportó 2,870 salidas, seguida de la GCR Central que en tercer lugar registró 1,448 salidas y en cuarto lugar la GCR Occidental registró 1,183 eventos.

Figura 23. Categoría de las Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el SIN por GCR, 2022.



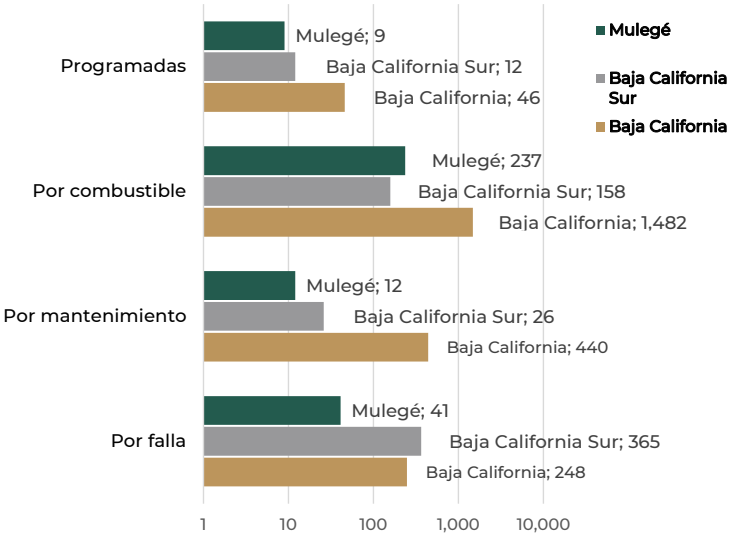
Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Las GCR, Peninsular, Norte y Noroeste reportaron en suma 2,294 eventos de salida, de los cuales 1,946 corresponden a salidas de UCE por combustible y por falla en conjunto representando el 84.8% del total de eventos de las tres gerencias analizadas.

En el análisis por categorías, en 2022, las salidas por mantenimiento fueron las de menor ocurrencia con 791 eventos en el SIN y registraron la mayor reducción en términos relativos de 15.9% con respecto a lo reportado en 2021. Este resultado se alcanzó debido a que en los años previos se tuvieron en mantenimiento más UCE, mientras la demanda se mantuvo relativamente baja.

En el SIN, la GCR con más salidas de UCE por mantenimiento registradas en 2022 fue la Oriental con 265 eventos, sin embargo, en el SIBC se registraron 440 salidas por mantenimiento y en el SIM las salidas por mantenimiento alcanzaron 237 eventos en el año, si se considera el tamaño de este sistema, la cantidad puede considerarse elevada.

En la categoría de salidas de UCE programadas en 2022, el SIN reportó 1,334 eventos, siendo el valor más alto de los últimos tres años. En términos relativos, esta categoría incrementó 2.6% sus eventos comparados con lo reportado en 2021. Algunos de los factores que influyen en este resultado es la edad y las horas de servicio de las UCE.



El mayor número de salidas programadas se registró en la GCR Oriental que registró 717 eventos, seguida por la GCR Occidental con 241 y la Central con 113 salidas. En 2022, los sistemas SIBC, SIBCS y SIM registraron 46, 12 y 9 eventos de esta categoría, respectivamente.

En el caso de las salidas de UCE por falla, en 2022 el SEN se reportó 5,691 eventos de los cuáles 5,037 tuvieron origen en el SIN. Esto representó reducciones de 4.5% y 2.8%, para el SEN y el SIN, respectivamente. La ejecución de los programas de mantenimiento y una mejor planeación son factores de reducción de este tipo de salidas de UCE.

La GCR con mayor reporte de salidas de UCE por falla en 2022 fue la Oriental con 1,466 eventos seguida de la GCR Noreste con 1,275 eventos. Para el caso de la GCR Oriental esto representó un incremento de 11.73% en relación con lo reportado en 2021 y en el caso de la GCR Noreste hubo una reducción de 13.2% para el mismo periodo. La GCR Noroeste registró una disminución al pasar de

343 a 297 eventos, es decir, una reducción de 13.4%. En el caso de la GCR Central, prácticamente no hubo variación con un registro de 507 eventos, uno menos que lo reportado en 2021. Para la GCR Peninsular se registró un incremento de 23.1% con lo que alcanzó 522 eventos, así como la GCR Norte que reportó 455 eventos por falla equivalentes a un aumento de 23.7% en relación con lo registrado en 2021. Para la GCR Occidental se registró una reducción de salidas de 31.7% al pasar de 754 a 515 en el último año.

Para las salidas de UCE por combustible, que derivan de causas asociadas al energético principal de la central, se reportó un total de 6,134 eventos en el SEN, de los cuales 4,257 se presentaron en el SIN que, en comparación con las cifras registradas en 2021, equivalen a una reducción de 6.5% de eventos en el SEN y de 5.6% en el SIN. Aun con estas reducciones, este tipo de salidas de UCE son la segunda categoría con más eventos, sólo por debajo de las salidas por falla.

La mayor cantidad de salidas de UCE por combustible se registró en la GCR Noreste con 2,151 eventos, posteriormente el SIBC registró 1,482 eventos y la GCR Central en tercera posición reportó 694 salidas; la causa común en estas zonas de potencia es la degradación de unidades por combustible. En la GCR Oriental se reportaron 422 eventos siendo las principales causas de salida la administración de embalses y la degradación de unidades.

Las GCR Occidental y Peninsular con eventos registrados en 2022 de 318 y 210, respectivamente, se corresponden con los incrementos de 8.5% y 31.3%; mientras que las GCR Norte y Noreste con registros de 233 y 229 salidas por combustible, registraron reducciones por 1.7% y 44.4%, respectivamente.

2.2.3 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas de las zonas de potencia

De acuerdo con la definición de horas críticas, la disponibilidad total de generación depende de la capacidad firme ofertada al MEM en el Mercado de Tiempo Real, es por este motivo que, la capacidad que se encuentra indisponible ante el despacho instruido por el CENACE afecta la Disponibilidad de producción física horaria en las zonas de potencia, incidiendo directamente sobre su margen de reserva.

En las zonas de potencia del SEN, la identificación de las horas críticas contempla dos periodos, obedeciendo a las siguientes definiciones:

A. Para el periodo comprendido entre 2016 y 2017, las 100 horas críticas correspondieron a las horas exactas de demanda máxima del sistema interconectado o zona de potencia correspondiente.
B. Para el periodo abierto a partir de 2018, las 100 horas críticas serán las 100 horas de menores reservas totales de generación en el sistema interconectado o zona de potencia correspondiente.

En la Tabla 9, se muestra el resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia del SEN.

Tabla 9. Resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia que integran el SEN, 2016-2022

Año[1]	Zona de Potencia	Periodo de ocurrencia (día inicial - día final)	Máximo [MW]	Mínimo [MW]	Promedio [MW]
2016	BCS	del 04-julio al 28-octubre	428.5	402.0	409.2
	BCA	del 20-junio al 31-agosto	2,556.0	2,370.9	2,428.9
	SIN	del 23-mayo al 20-septiembre	39,746.9	38,681.6	39,022.7
2017	BCS	del 20-julio al 19-octubre	469.2	430.7	440.0
	BCA	del 20-junio al 06-septiembre	2,622.3	2,443.9	2,495.9
	SIN	del 17-mayo al 24-agosto	42,421.1	40,385.9	40,905.2
2018	BCS	del 06-julio al 06-octubre	64.8	-13.5	37.6
	BCA	del 18-julio al 23-agosto	215.6	-2.8	145.0
	SIN	del 16-mayo al 24-julio	2,562.1	204.2	1,997.0
2019	BCS	del 12-junio al 09-octubre	-0.7	-49.0	-15.6
	BCA	del 28-julio al 6-septiembre	177.1	-295.5	50.0
	SIN	del 2-mayo al 6-agosto	4,824.0	2,664.1	4,228.0
2020	BCS	del 20-julio al 23-octubre	170.7	89.3	133.7
	BCA	del 21-julio al 1-octubre	1,300.1	147.3	442.0
	SIN	del 26-agosto al 27-noviembre	19,623.0	9,993.7	15,389.8
2021	BCS	del 12-julio al 08-noviembre	65.7	-5.1	46.6
	BCA	del 07-julio al 09-septiembre	-30.2	-496.9	-163.1
	SIN	del 21-agosto al 11-noviembre	9,181.3	5,636.7	8,125.3
2022	**BCS**	**del 28-junio al 21-noviembre**	**30.4**	**-17.5**	**15.5**
	BCA	**del 18-julio al 08-septiembre**	**-247.1**	**-969.2**	**-538.3**
	SIN	**del 04-abril al 30-agosto**	**6,741.3**	**2,966.3**	**5,638.8**

[1] Para los años 2016 y 2017, los máximos, mínimos y promedios corresponden a la mayor demanda en [MW] que se presentó en el sistema correspondiente, mientras que a partir de 2018, con el cambio de metodología corresponden al menor nivel de reserva de generación.
Los valores negativos de las reservas denotan la necesidad de relajar el requerimiento de reservas, es decir fue insuficiente la capacidad para proveerlas.
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

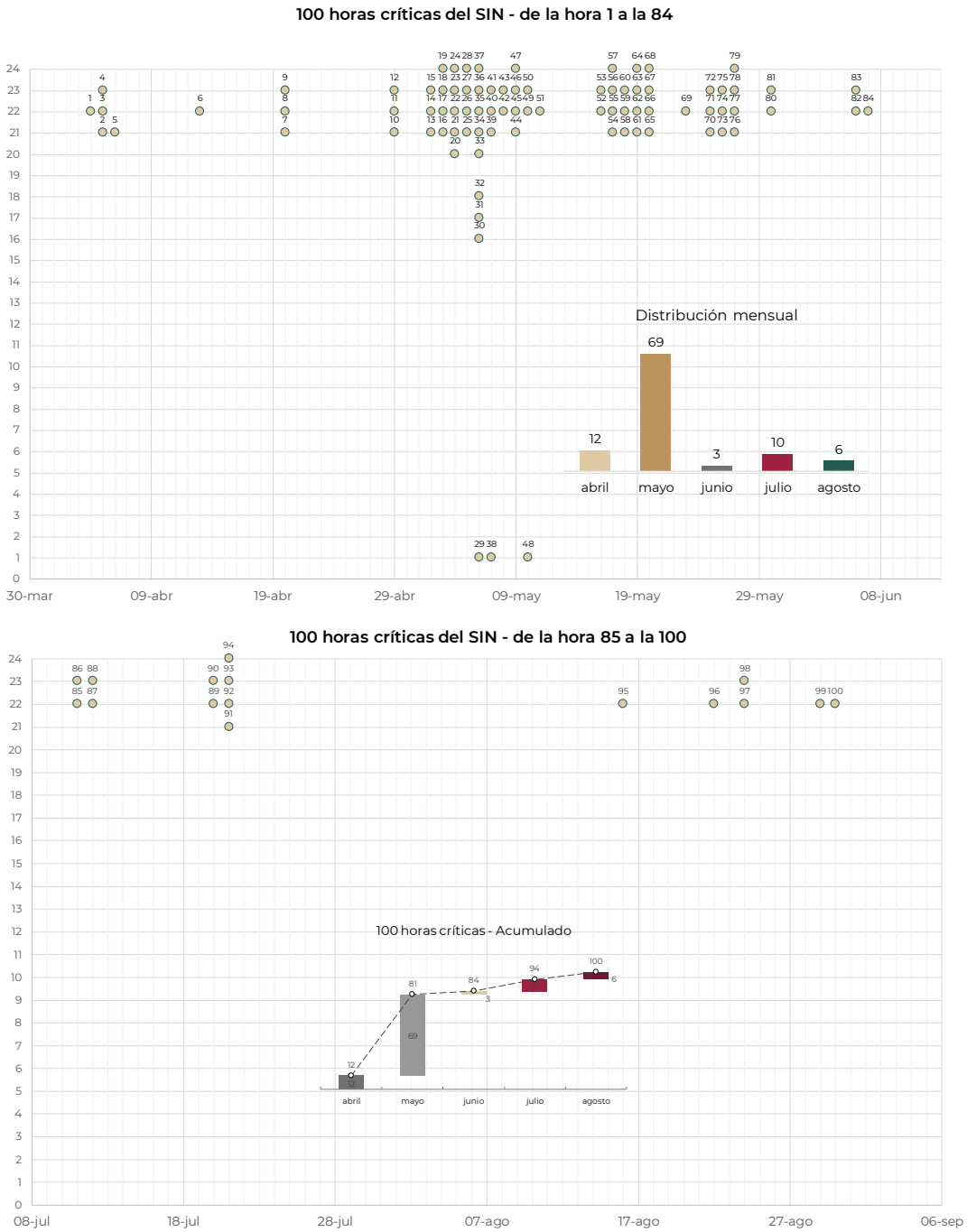
Durante 2022, las 100 horas críticas del SIN se presentaron en el periodo comprendido entre el 04 de abril y el 30 de agosto, durante las cuales la demanda promedió 43,486.5 MW y la generación disponible total 49,125.4 MW, de esta forma la reserva de generación promedio fue de 5,638.9MW.

En el periodo mencionado el SIN reportó una reserva de generación total máxima de 6,741.3 MW el 6 de mayo a las 22 horas (hora crítica 30), mientras que la mínima registrada fue de 2,966.3 ese mismo día a las 16:00 horas (hora crítica 35).

Para el caso de la zona de potencia de Baja California, las 100 horas críticas se registraron a partir del 18 de julio y hasta el 08 de septiembre con unos valores promedio de demanda de 3,099.1 MW y de generación disponible total de 2560.8 MW, para una reserva de generación media de -538.25 MW.

En la zona de potencia de Baja California Sur, las 100 horas críticas comenzaron el 28 de junio y concluyeron el 21 de noviembre donde se tuvieron promedios de generación disponible total, demanda firme y reservas de generación por 527.4 MW, 511.9 MW y 15.5 MW, respectivamente.

Figura 24. Ocurrencia de las 100 horas críticas del SIN en 2022. Fecha y hora.



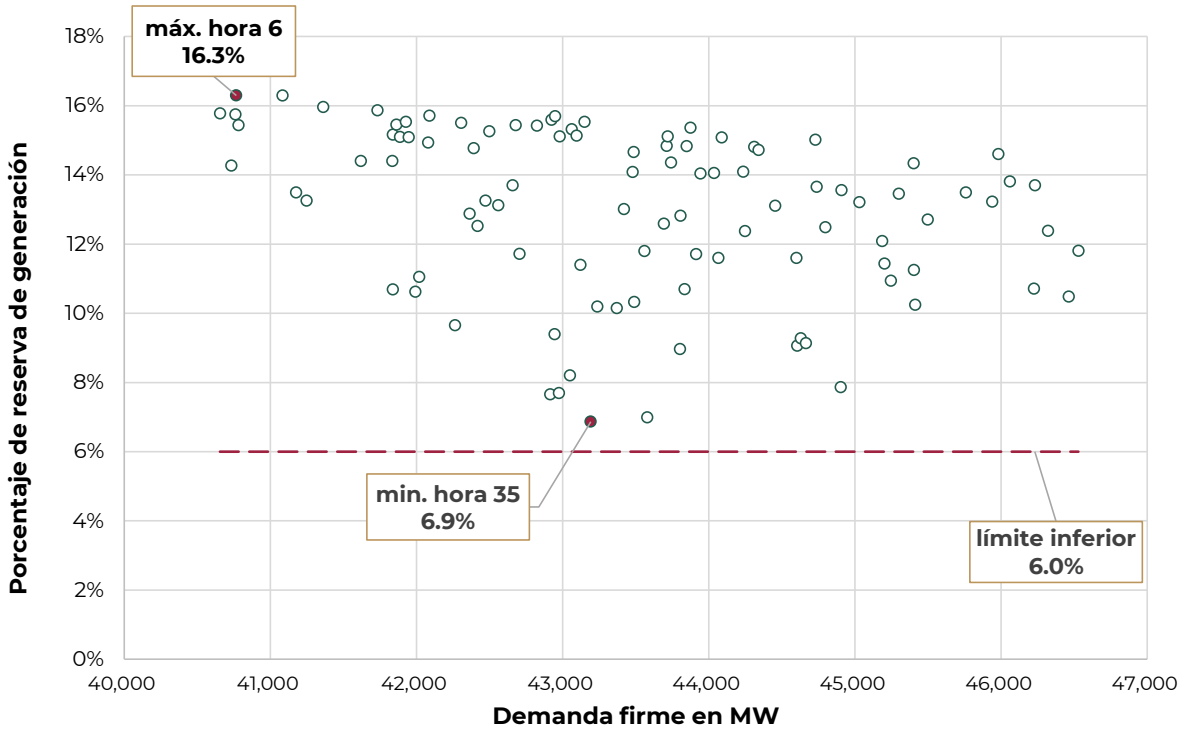
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En 2022, el conteo de horas críticas comenzó en el mes de abril y el mes de mayo concentró el 69% del total del SIN; estas continuaron sucediendo hasta el mes de agosto. La máxima reserva de generación registrada en el SIN dentro de las 100 horas críticas de este sistema fue de 16.3%, mientras que la mínima reportada fue de 6.9% y el promedio obtenido en las 100 horas fue de 13.0%. Estos valores respecto de lo registrado en 2021 presentan una reducción significativa y que, de acuerdo con lo establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional contenido en el Código de Red, el valor mínimo se acercó al límite establecido para el EON.

Para los sistemas SIBC y SIBCS, la reserva mínima en cada sistema se reportó en -28.9% y -.32%, respectivamente. Estos valores no consideran la capacidad contratada mediante la implementación del protocolo correctivo, que en este año se aplicó a ambos sistemas.

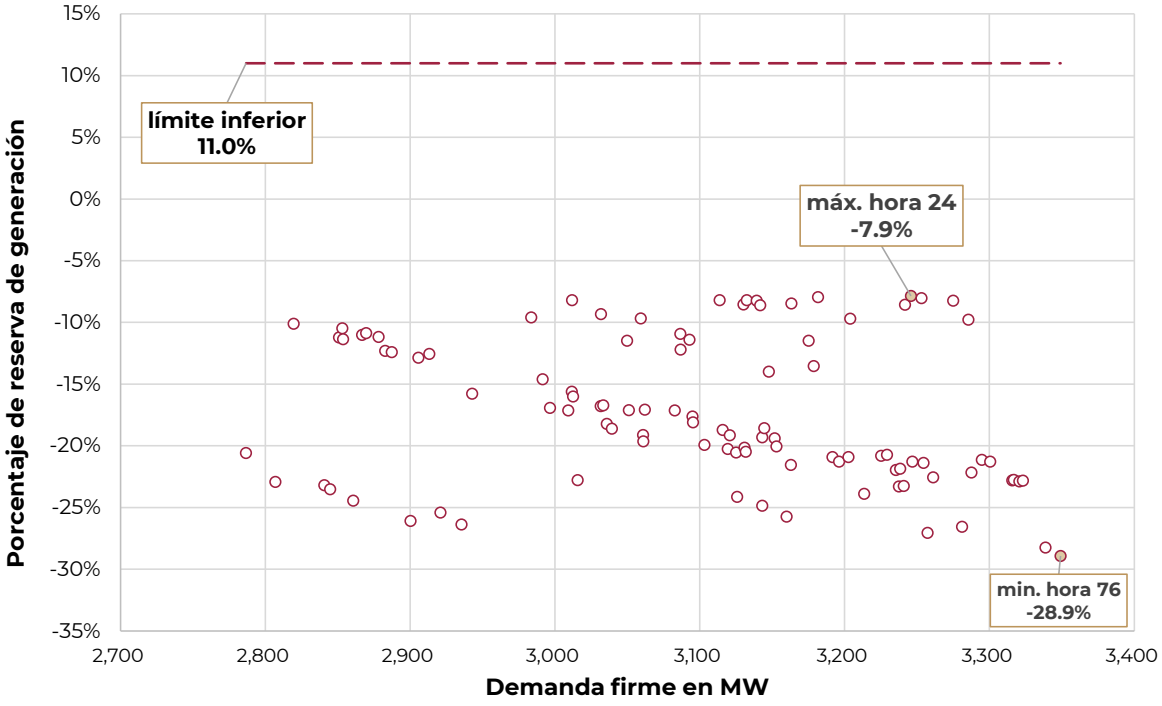
En las Figuras 25, 26 y 27 se muestra la reserva de generación de las zonas de potencia del SIN, Baja California y Baja California Sur durante sus correspondientes 100 horas críticas, con relación al nivel de demanda firme que se registró y respecto del límite establecido en la regulación.

Figura 25. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SIN con respecto a la demanda firme. [porcentaje]



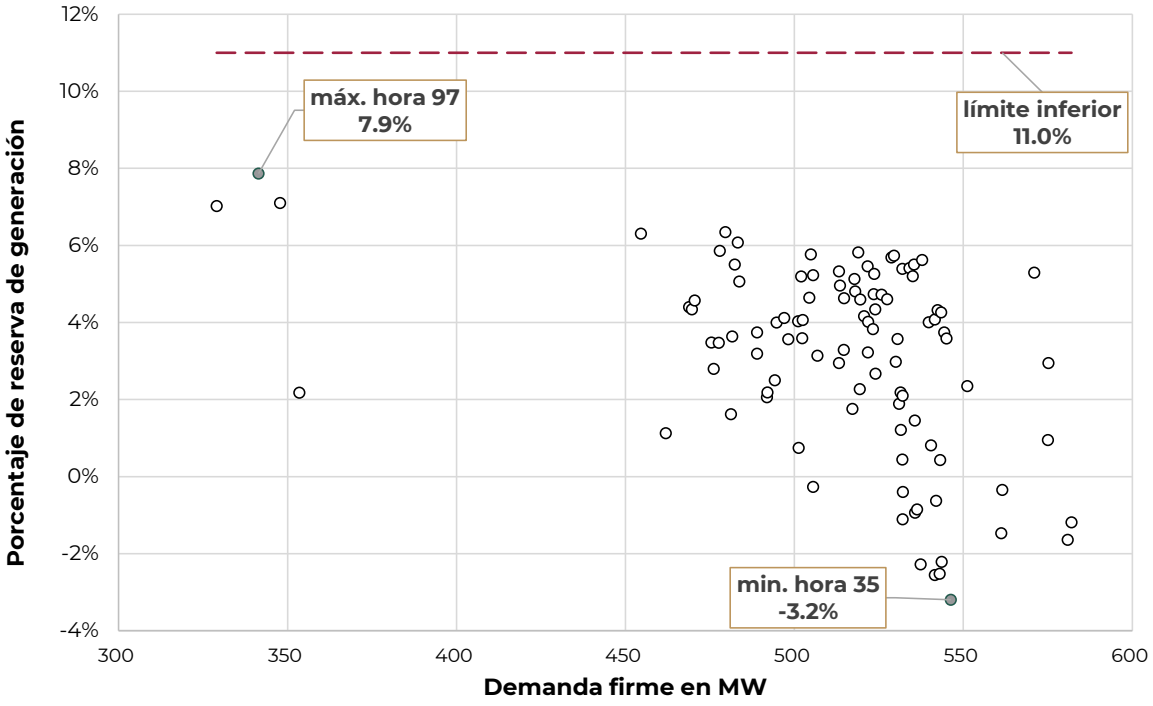
Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Figura 26. Reserva de generación en las 100 horas críticas de la zona de potencia Baja California con respecto a la demanda firme. [porcentaje]



Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Figura 27. Reserva de generación en las 100 horas críticas de la zona de potencia Baja California Sur con respecto a la demanda firme. [porcentaje]



Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Se observa que las zonas de potencia de Baja California y Baja California Sur, requieren de la contratación de potencia para cubrir los requerimientos mínimos, dado que en ambas zonas la reserva de generación reportada se encuentra por debajo del límite establecido.

2.2.4 Indisponibilidad de generación por falta de combustible

En los sistemas que componen el SEN, se pueden presentar circunstancias que impiden o interrumpen el suministro de combustibles a las centrales eléctricas, produciendo la salida de sus UCE y en consecuencia se deja de inyectar energía a la red. La estimación de energía que se deja de suministrar al SEN deriva de la capacidad de las UCE que se ven afectadas por la falta de combustible y la duración que, en el año de análisis, las unidades permanecieron inactivas por esta causa.

Es evidente que aun estando disponibles las UCE y existiera disponibilidad de combustibles, los valores estimados serían el máximo disponible a máxima capacidad, lo cual no es siempre factible por diversos factores. En la Tabla 10 se muestra la indisponibilidad de generación estimada por falta de gas natural, segmentado por GCR y en una base mensual.

Tabla 10. Estimación de generación indisponible por falta de gas natural en el SEN y el SIN, por GCR con base mensual, 2022. [GWh]

GCR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Central	-	-	-	-	10.3	0.9	12.4	-	-	-	0.2	3.9	27.6
Noreste	359.8	12.7	51.4	65.7	149.1	129.0	1,723.9	513.6	1,438.1	58.2	120.3	209.4	4,831.4
Noroeste	15.9	-	27.3	6.0	-	-	88.6	28.9	-	2.3	184.3	10.8	364.2
Norte	319.0	1.9	1.0	2.8	10.7	1.2	2.7	-	10.1	0.8	11.2	12.4	373.7
Occidental	-	16.2	13.8	5.4	9.6	-	-	2.7	33.4	-	50.0	0.7	131.8
Oriental	427.5	-	-	59.6	4.2	12.1	105.7	8.2	-	144.8	-	1.8	764.0
Peninsular	1,265.8	-	2.1	7.6	12.3	14.7	152.9	69.7	55.7	30.1	88.7	126.8	1,826.4
SIN	**2,388.1**	**30.8**	**95.7**	**147.2**	**196.2**	**157.8**	**2,086.3**	**623.1**	**1,537.3**	**236.2**	**454.8**	**365.7**	**8,319.1**
Baja California	-	-	-	-	0.6	0.5	-	-	-	19.4	20.6	-	41.1
SEN	**2,388.1**	**30.8**	**95.7**	**147.2**	**196.8**	**158.3**	**2,086.3**	**623.1**	**1,537.3**	**255.6**	**475.4**	**365.7**	**8,360.2**

Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Las GCR con mayor indisponibilidad de generación por falta de gas natural en 2022 fueron la Noreste, Peninsular y Oriental, sumando más del 88% del total estimado. Fuera del SIN, sólo el SIBC registró faltantes de gas natural.

Adicionalmente, se reportan otros combustibles como indisponibles, estos son el carbón y combustóleo. En 2022, los sistemas SIBCS y SIM no reportaron faltantes de combustible en sus centrales, en cambio el SIN y el SIBC registraron faltantes de combustóleo y carbón, además del gas natural. En la Tabla 11 se muestra la estimación de indisponibilidad de generación por falta de combustibles en el SIN y el SEN.

Tabla 11. Estimación de generación indisponible por falta de combustibles en el SEN y el SIN, reportado por GCR, 2022. [GWh]

GCR	Combustóleo	Carbón	Gas natural	Total
Central	115.0	2,928.8	27.6	3,071.3
Noreste	-	6,189.3	4,831.4	11,020.7
Noroeste	-	-	364.2	364.2
Norte	3.3	-	373.7	377.1
Occidental	10.0	-	131.8	141.9
Oriental	-	-	764.0	764.0
Peninsular	-	-	1,826.4	1,826.4
SIN	**128.3**	**9,118.1**	**8,319.1**	**17,565.5**
Baja California	-	-	41.1	41.1
SEN	**128.3**	**9,118.1**	**8,360.2**	**17,606.6**

Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

Como se puede apreciar, la generación indisponible por falta de carbón supera a la provocada por falta de gas natural. En 2021, la indisponibilidad por falta de carbón alcanzó 11,497 GWh estimados, por lo que en 2022 se reporta una reducción de 2,379 GWh que representa una mayor generación con carbón con relación al año anterior.

Por otra parte, una central eléctrica puede determinar la salida de una UCE cuando por condiciones climáticas (humedad del aire, temperatura, etc.) una máquina no pueda mantenerse operando; a esta disminución de la calidad de los insumos para la operación de las UCE se le identifica como degradación. En el caso de centrales hidroeléctricas, la restricción de generación por administración del recurso hídrico, se le denomina salida por administración de embalse. En la Tabla 12 se muestra la indisponibilidad asociada a estos dos casos.

Tabla 12. Estimación de la generación indisponible por degradación y administración de embalses en el SEN y SIN por GCR, 2022 [GWh]

GCR	Degradación	Embalse	Total
Central	571.0	94.0	665.0
Noreste	1,858.0	-	1,858.0
Noroeste	135.0	56.0	191.0
Norte	175.0	-	175.0
Occidental	135.0	171.0	306.0
Oriental	185.0	218.0	403.0
Peninsular	150.0	-	150.0
SIN	**3,209.0**	**539.0**	**3,748.0**
Baja California	1,473.0	-	1,473.0
Baja California Sur	158.0	-	158.0
Mulegé	237.0	-	237.0
SEN	**5,077.0**	**539.0**	**5,616.0**

Fuente: Elaborada por la CRE con información del CENACE.

2.2.5 Principales disturbios en el SEN en 2022

Los disturbios son eventos definidos y clasificados por el Código de Red, los cuales alteran las condiciones normales de operación del SEN, afectando total o parcialmente los elementos que lo constituyen y se pueda producir una interrupción del suministro eléctrico. El origen de los disturbios puede ser muy diversa por lo que, para un mejor análisis, se agrupan en categorías como se presentó la información del numeral 2.2 de este capítulo. De acuerdo con la nueva clasificación del Código de Red vigente, en 2022 se reportaron 13,141 disturbios de los cuáles 3,322 tuvieron afectación de carga de 40,857.9 MWh.

Los disturbios considerados en este apartado son los primeros 10 eventos ordenados por su afectación y que en suma representan alrededor del 30% del total de afectación de carga. En la Tabla 13 se muestran los 10 disturbios con mayor afectación de carga en 2022, las zonas impactadas y las causas que los originaron.

El disturbio de mayor afectación se presentó el 22 de junio en la GCR Peninsular, asociado a un evento de naturaleza múltiple que afectó las zonas de Cancún, Mérida y Valladolid con una carga afectada de 2,895.2 MWh y una duración de más de 3 horas. El segundo evento se registró en la zonas de Tepic y Vallarta con una afectación de carga de 2,064.1 MWh y una duración de más de 161 horas, asociado al paso del huracán Roslyn declarando un EOA por evento fortuito.

El tercer y cuarto eventos en importancia tuvieron como origen condiciones climáticas adversas derivadas de lluvias y fuertes vientos; las afectaciones de carga sucedieron en el tercer evento el 27 de mayo por 1,276.4 MWh en la zonas de Cancún y Mérida derivadas de una tormenta con descargas atmosféricas que produjeron daño en el hilo de guarda; en el caso de la cuarta afectación de carga ocurrida el 6 de octubre por 1,188.4 MWh ocurrió en la zona de Mexicali, donde los fuertes vientos registrados derribaron dos estructuras provocando la apertura de las líneas y tuvo una duración de más de 28 horas.

En quinto lugar, con una carga afectada de 986.2 MWh y una duración de 35 minutos, se presentó un evento de sismo de 7.7 con epicentro en Coalcomán Michoacán que registró afectaciones en la zona Valle de México Sur de la GCR Central. En el sexto lugar se registró un evento de fuerza mayor derivado de una acción de tala clandestina con un árbol caído sobre líneas de alta tensión que produjo una afectación de 967.2 MWh por más de 61 horas en la zona de Aguascalientes en la GCR Occidental.

El evento del séptimo lugar tuvo una afectación de carga de 829.7 MWh con una duración de más de 12 horas suscitado en el SIBC el 28 de septiembre provocado por condiciones climáticas adversas producidas por una tormenta con descargas atmosféricas en la zona de los Cabos, donde los fuertes vientos derribaron 4 estructuras produciendo el corte de carga en las líneas correspondientes.

Tabla 13. Diez principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación, 2022.

Fecha	GCR	Relevancia [1]	Zonas afectadas	Afectación (MWh)	Descripción	Causa
Junio 22 08:34:12	Peninsular	Alta	Cancún Mérida Valladolid	2,895.2	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	Evento múltiple por falla técnica asociada a falta de infraestructura de transmisión, operación de EAR y EPS en las redes de 400 kV y 230 kV que derivó en un EOE. [2]
Octubre 23 06:33:26	Occidental	Media	Tepic Vallarta	2,064.1	[E2] FORTUITO	Evento fortuito por la presencia del huracán Roslyn con afectación de carga y declaración de EOA. [3]
Mayo 27 22:59:00	Peninsular	Alta	Cancún Mérida	1,276.4	[A4] HILO DE GUARDA	Evento fortuito por la presencia de una tormenta con descargas atmosféricas con afectación en dos LT en la zona. [4]
Octubre 06 16:14:21	Baja California	Media	Mexicali	1,188.4	[A0] ESTRUCTURA	Evento fortuito por la presencia fuertes lluvias y vientos con afectaciones por colapso de dos estructuras en LT de la zona. [5]
Septiembre 19 13:05:07	Central	Alta	Valle de México Sur	986.2	[E2] FORTUITO	Evento fortuito por la presencia de un sismo de 7.7 grados registrado al sur de Coalcomán, Michoacán. [6]
Agosto 05 11:16:05	Occidental	Media	Aguascalientes	967.2	[E2] FORTUITO	Evento de fuerza mayor por vandalismo al caer árbol sobre línea de transmisión con siembra en invasión del derecho de vía y tala clandestina. [7]
Septiembre 28 16:04:00	Baja California Sur	Media	Los Cabos	829.7	[B0] DESCARGAS ATMOSFERICAS	Evento fortuito por la presencia de fuertes lluvas y vientos con afectaciones por colapso de cuatro estructuras en LT de la zona que derivó en un EOE. [8]
Diciembre 24 03:27:03	Oriental	Media	Coatzacoalcos	794.5	[A0] ESTRUCTURA	Evento fortuito por la presencia del frente frío No.19 con vientos y afectaciones por colapso de estructuras en la zona. [9]
Julio 14 10:11:30	Baja California	Media	Mexicali	763.7	[E3] FALLA TECNICA	Evento por salida de servicio de dos LT en la zona con afectación de carga derivada en un EOE. [10]
Mayo 30 14:10:00	Oriental	Baja	Huatulco	640.0	[E2] FORTUITO	Evento fortuito por la presencia del huracán Agatha con afectación de carga y declaración de EOA. [11]

[1] Clasificación de acuerdo con la resolución RES/550/2021. [2] Nota SIN22-0142 CENACE. [3] Nota SIN22-0337 CENACE. [4] Nota SIN-9014 CENACE. [5] Nota SBC22-0114 CENACE.
[6] Nota SIN22-0312 CENACE. [7] Nota SIN22-0291 CENACE. [8] Nota SBS22-0020 CENACE. [9] Boletín de prensa CFE-BP-251/22vf. [10] Nota SBS22-0093 CENACE. [11] Boletín de prensa CFE-BP-77/22vf.

En la octava posición, los vientos del frente frío 19 derribaron estructuras en la zona de Coatzacoalcos provocando una afectación de carga de 794.5 MWh. El noveno disturbio en importancia derivó de una falla en la zona de Mexicali con afectación de 763.7 MWh por más de 9 horas y por último el paso del huracán Agatha por las costas del pacífico produjo una afectación de 640 MWh en el mes de mayo, específicamente en la zona de Huatulco.

2.3 Aplicación del Protocolo Correctivo

Este mecanismo de adquisición de potencia se aplica cuando existen condiciones inminentes de racionamiento que pueden afectar el suministro de energía eléctrica a los usuarios y dicha situación no pueda resolverse con los mecanismos previstos en las Bases del Mercado Eléctrico.

En el 2022, el Protocolo Correctivo se aplicó en los siguientes sistemas eléctricos:

a) Sistema Interconectado Baja California[12], y

b) Sistema Interconectado Baja California Sur[13].

Las causas que originaron su aplicación en ambos sistemas son:

a) Indisponibilidad de Unidades de Central Eléctrica,

b) Degradación en las capacidades de generación de las UCE existentes,

c) Incremento de la demanda del sistema, y

d) Falta de nuevos recursos de generación.

La aplicación de este mecanismo deriva de la condición de cumplimiento de los siguientes criterios establecidos en el Código de Red:

a) ***Criterio OP - 39***: El CENACE debe mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, para que el SEN maximice el tiempo de Estado Operativo Normal y evitando los Estados Operativos de Alerta o Emergencia.

b) ***Tabla 1.1.6*** Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN del Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional.

A continuación, se describe la información relacionada con la aplicación de este mecanismo en cada sistema eléctrico.

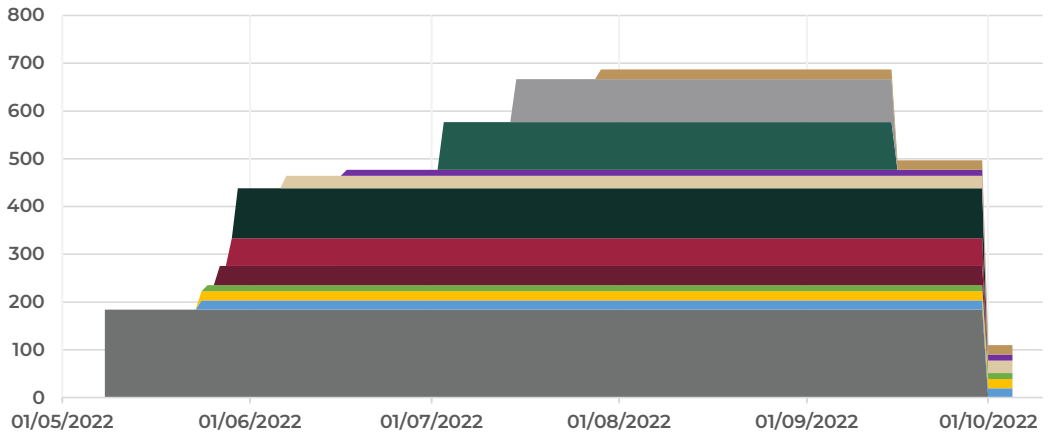
[12] Base 2.1.125 Sistema Interconectado Baja California: Sistema interconectado que abastece las comunidades de los municipios de Ensenada, Tijuana, Tecate, Mexicali en el Estado de Baja California y San Luis Río Colorado en el Estado de Sonora, interconectado con el WECC y aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California Sur y del Sistema Interconectado Mulegé.

[13] Base 2.1.127 Sistema Interconectado Baja California Sur: Sistema interconectado que abarca desde Loreto hasta Los Cabos y que se encuentra aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California y del Sistema Interconectado Mulegé.

2.3.1 Sistema Interconectado Baja California

En la Figura 28 se muestra la capacidad de generación adquirida mediante el Protocolo Correctivo para el SIBC, así como las fechas de inicio y fin de operación de las distintas Centrales Eléctricas que participaron.[14] La potencia total adquirida alcanzó los 687 MW.[15, 16]

Figura 28. Capacidad de generación (MW) adquirida por Protocolo Correctivo para el Sistema Interconectado de Baja California.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En adición a lo anterior, durante la aplicación del Protocolo Correctivo se realizaron las siguientes importaciones de energía eléctrica por Confiabilidad o emergencia:

a) 172,681 MWh del Mercado del CAISO.

b) 32,868 MWh de la corporación pública Imperial Irrigation District.

c) 286.53 MWh de la empresa Arizona Public Service.

---

[14] El CENACE desagregó la aplicación de este protocolo en dos periodos, el Periodo 1 comprende las 24 horas del 01 de junio al 30 de septiembre de 2022 y el Periodo 2 comprende de las 10 a las 24 horas del 01 de julio al 31 de agosto de 2022. Adicionalmente, el apartado de "Energía de pruebas" del Modelo de Contrato del Protocolo Correctivo permite que los participantes inicien operaciones previo a la fecha establecida. En este sentido, en la Figura 28, las 4 barras de mayor capacidad que iniciaron operaciones durante el mes de mayo y concluyeron en el mes de septiembre, corresponden a las 4 Centrales Eléctricas con contrato formalizado para participar en el Periodo 1, cuya suma total de capacidad asciende a 387 MW. Asimismo, las 2 barras de mayor capacidad que iniciaron operaciones durante el mes de julio (en cuanto lograron habilitarse) corresponden a las 2 Centrales Eléctricas con contrato formalizado para participar en el Periodo 2, cuya suma total de capacidad asciende a 190 MW y cuyo periodo de operación se extendió hasta el 15 de septiembre ya que prevalecían condiciones de alta demanda (en particular por altas temperaturas) e indisponibilidad de generación por falla.

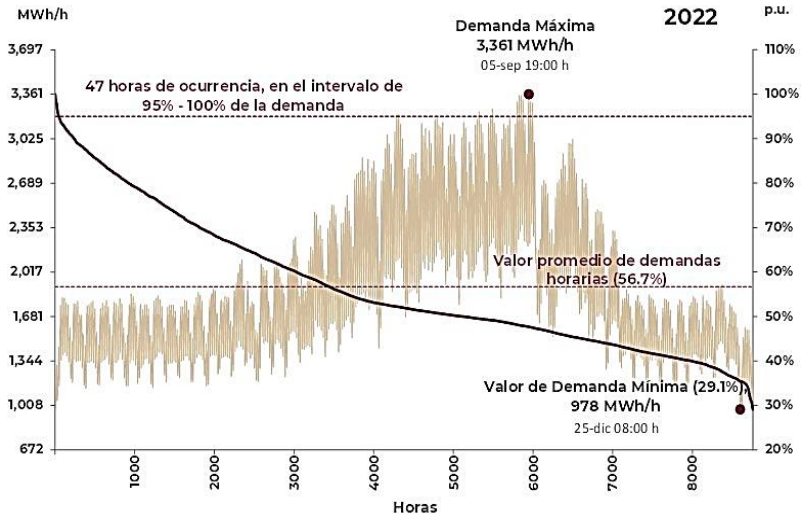
[15] En la Figura 28, las 6 barras de menor capacidad ilustradas, corresponden a 6 Unidades Móviles de Emergencia, a las cuales el CENACE les instruyó desplazarse y/o habilitar su interconexión al SIBC durante el periodo de aplicación del Protocolo Correctivo, por lo que, iniciaron operaciones en cuanto se lograron habilitar y concluyeron sus operaciones hasta el 05 de octubre de 2023, ya que prevalecían condiciones de alta demanda e indisponibilidad de generación (en particular porque dos Unidades de Central Eléctrica del SIBC se declararon indisponibles para los días del 1 al 5 de octubre por restricciones en el suministro de gas natural). La suma total de la capacidad de las Unidades Móviles de Emergencia que participaron en el Protocolo Correctivo del SIBC asciende a 110 MW.

[16] La información publicada por el CENACE relacionada con la aplicación de este protocolo se puede consultar en el siguiente enlace: Protocolo Correctivo BCA 2022.

Con la aplicación del Protocolo Correctivo en el SIBC se evitaron: 925 horas en EOE, 230,667 MWh de Energía no Suministrada y 68,508,181 Usuarios acumulados afectados.

El Sistema Interconectado de Baja California ha presentado históricamente déficit de capacidad de generación para satisfacer su periodo de mayor demanda.[17] En la Figura 29, se ilustra el comportamiento de la demanda en el SIBC en 2022.[18]

Figura 29. Curva de duración de carga del Sistema Interconectado Baja California 2022.



Fuente: PAMRNT 2023 – 2037, elaborado por el CENACE.

Asimismo, aún con la capacidad de generación adquirida mediante la aplicación del Protocolo Correctivo se presentaron Estados Operativos de Alerta por déficit de Reserva Operativa de generación en el SIBC.[19]

Por lo anterior, es necesario el desarrollo de proyectos de generación que permitan satisfacer la demanda y los requerimientos de reservas en esta región, así como evaluar la viabilidad de la interconexión del SIBC con el Sistema Interconectado Nacional.

2.3.2 Sistema Interconectado Baja California Sur

En el caso del SIBCS, no se logró concretar la adquisición de potencia mediante contratos.[20] No obstante, el CENACE instruyó el desplazamiento y habilitación de Interconexión al SIBCS, de una Unidad Móvil de Emergencia de 20 MW que inició operaciones el 14 de agosto de 2022 (en cuanto logró habilitarse) y concluyó sus operaciones el 31 de octubre de 2022, ya que prevalecían

[17] El Protocolo Correctivo se ha aplicado en el SIBC de manera recurrente durante los meses de junio a septiembre de los años 2019, 2020, 2021 y 2022.
[18] La caída súbita de demanda que se observa después de las 6,000 horas coincide con el paso del huracán Kay por la Península de Baja California. Ver Boletín 1, Boletín 2, Boletín 3 y Boletín 4 de CFE.
[19] Por ejemplo, ver Estado Operativo de Alerta publicado por el CENACE.
[20] La información publicada por el CENACE relacionada con la aplicación de este protocolo por primera vez en el SIBCS, se puede consultar en el siguiente enlace: Protocolo Correctivo BCS 2022.

condiciones de alta demanda (por altas temperaturas) e indisponibilidad de generación (por falla y degradación de capacidad de generación de las UCE).[21]

2.4 Aspectos de Red Eléctrica Inteligente en el SEN

Un aspecto de suma importancia para el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional es el uso de infraestructura de tecnologías de operación, información y comunicaciones, las cuales deben utilizar arquitecturas y tecnologías basadas en estándares que permitan la interoperabilidad y el máximo aprovechamiento de su potencial; en este sentido, la administración de la seguridad de la información, ciberseguridad y la gestión de riesgos, deben ser tomados en consideración.

En este orden de ideas, el CENACE implementa, entre otros, las siguientes acciones en esta materia:

- Políticas Institucionales de Seguridad de la Información.
- Mantenimiento y actualización de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información con base en el Acuerdo por el que se emiten las políticas y disposiciones para impulsar el uso y aprovechamiento de la informática, el gobierno digital, las tecnologías de la información y comunicación, y la seguridad de la información en la Administración Pública Federal, así como en el estándar ISO/IEC 20000.
- Identificación de infraestructuras críticas.
- Análisis de riesgos.
- Procedimientos de atención a incidentes y de continuidad del negocio.
- Fomento a la cultura de Seguridad de la Información a través de pláticas y correos electrónicos de concientización a lo largo del año, así como se encuentra establecida la semana de ciberseguridad.

- Propuesta y desarrollo de proyectos institucionales en materia de seguridad de la información y ciberseguridad.

En adición a lo anterior, el CENACE en coordinación con el Transportista, el Distribuidor, las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga cuentan, entre otros, con los siguientes elementos dentro de este ámbito:

- Definición de infraestructura de operación, protección, control, comunicación y medición con base en la regulación vigente,

[21] Con la aplicación del Protocolo Correctivo en el SIBCS se evitó el déficit de reservas operativas, 5,134 MWh de Energía no Suministrada y 1,314,231 Usuarios acumulados afectados.

estándares, normas y especificaciones técnicas nacionales e internacionales, a través de los Estudios de Instalaciones para proyectos de Centrales Eléctricas y Centros de Carga y los Certificados de cumplimiento de la misma.

- Reunión inicial para la preparación de ingeniería y despliegue cuando se ejecuten trabajos de ampliación, modernización, nuevas instalaciones o modificaciones técnicas que incluyan de tecnologías de operación, información y comunicaciones.[22]
- Utilización del Sistema de Administración Para Puesta en Servicio de Equipo (SAPPSE), el cual emite reportes de pruebas oficiales al concluir el proceso de puesta en servicio.

Asimismo, el CENACE, el Transportista y el Distribuidor han propuesto proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD que incluyen elementos de Red Eléctrica Inteligente para su desarrollo, los cuales se describen en los siguientes capítulos.

[22] Ver Anexo 5 del Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.

Capítulo Tres.
Desempeño de la Red Nacional de Transmisión

3

Con la finalidad de garantizar la prestación del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de las instalaciones y equipos de la RNT y de los Usuarios Finales, el artículo 18, del apartado 3, de las Disposiciones de la RNT y de las RGD, establece los indicadores que deben ser observados por el Transportista: CFE Transmisión.

Por lo anterior, en este capítulo se presentan los valores estadísticos de cada indicador reportados por CFE Transmisión en los últimos siete años, así como la información del CENACE y el transportista que utiliza la CRE para realizar el análisis y evaluación del desempeño de la RNT.

3.1 Disponibilidad de los elementos de la RNT

Con fines de garantizar el suministro de energía eléctrica bajo condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, es necesario que los elementos de transmisión se mantengan disponibles. De manera enunciativa y no limitativa, para la evaluación de la disponibilidad de la RNT se incluyen los siguientes elementos:

a) Líneas de transmisión en niveles de tensión de 69, 85, 115, 138, 161, 230 y 400 kV (Alta Tensión)[23],

b) Equipos de transformación en los niveles de tensión del inciso anterior, y

c) Equipos de compensación de potencia reactiva: reactores de potencia, bancos de capacitores y compensadores estáticos de VAR.

Asimismo, se definieron dos índices:

a) ***IDT***: Índice de Disponibilidad por Gerencia Regional de Transmisión.

b) ***IDTN***:[24] Índice de Disponibilidad a nivel nacional.

No obstante, se establecieron casos de excepción, los cuales no deberán ser considerados para evaluar la disponibilidad de un elemento:

a) Cuando la duración de la interrupción sea menor a 5 minutos,

b) Cuando el elemento deba salir de operación por otras obras en construcción,

c) Por caso fortuito o fuerza mayor,

d) Cuando sea necesario desenergizar el elemento en EOA o EOE de conformidad con el Código de Red, o por regulación de tensión, y

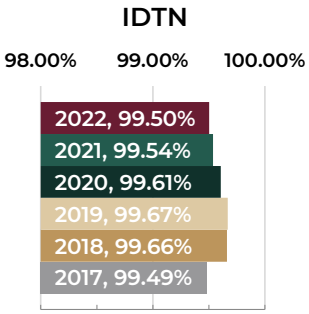
e) Cuando haya salidas de equipo (sin falla) por efectos de inestabilidad del sistema.

Las Figuras 30 y 31, presentan los valores del indicador IDT para la Red de Transmisión, en relación con los

Red Nacional de Transmisión (69 – 400 kV)

Red de Transmisión (161 – 400 kV)

Red de Subtransmisión (69 – 138 kV)

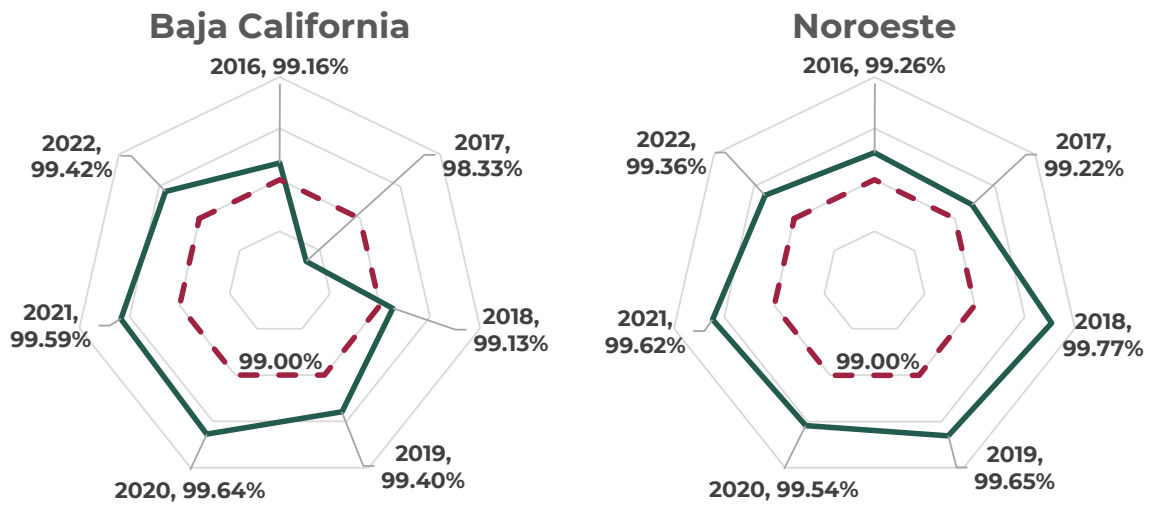


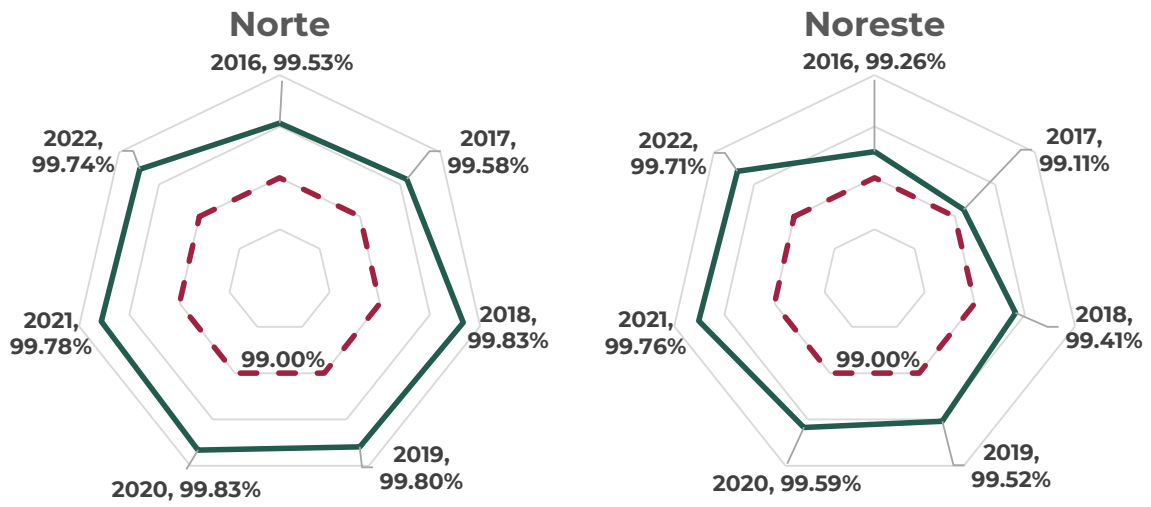
La competencia territorial de las 10 Gerencias Regionales de Transmisión puede ser consultada en el Artículo 26 del Estatuto orgánico de CFE Transmisión

[23] Alta Tensión: La tensión de Suministro Eléctrico a niveles mayores a 35 kilovolts; (artículo 2, fracción I, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica).
[24] Para este indicador no se encuentra establecido un límite inferior de referencia, sin embargo se ha mantenido alrededor de 99.50%.

límites inferiores de referencia establecidos y su evolución histórica desde 2016. **Para 2022 el IDT de la Red de Transmisión muestra condiciones favorables en todas las GRT, ya que se encontraron dentro del rango de las metas establecidas**. No obstante, las GRT Occidente, Central y Valle de México, presentaron en 2022 su valor mínimo histórico. Asimismo, la GRT Central presentó el menor IDT y la menor diferencia con respecto al límite inferior de referencia. En contraste, la GRT Sureste presentó la mayor diferencia en relación con su límite de referencia y la GRT Norte continúa presentando el mayor IDT anualmente desde 2018.[25]

Figura 30. IDT de la Red de Transmisión 2016 – 2022, por GRT (parte 1 de 2).

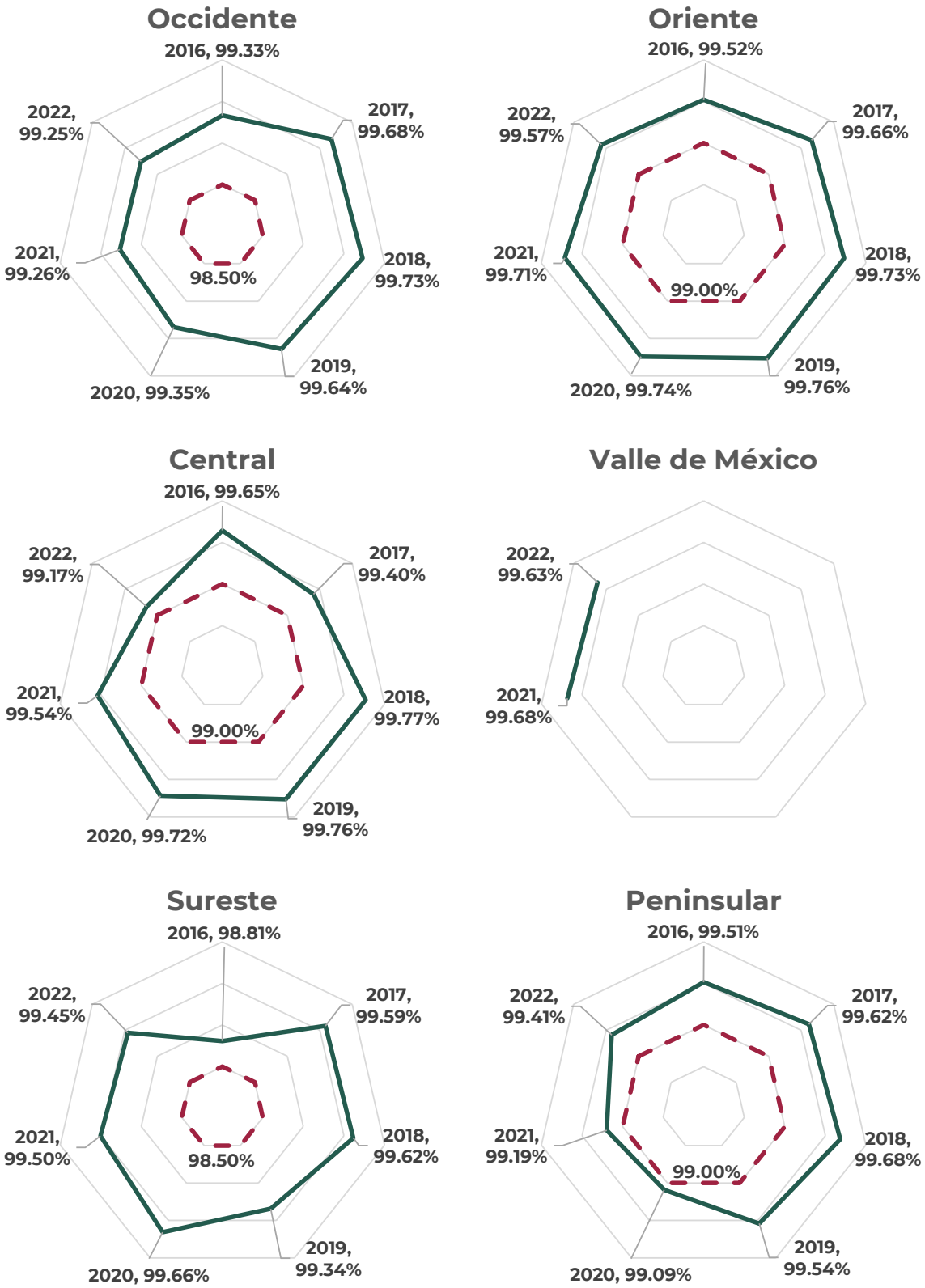




Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Figura 31. IDT de la Red de Transmisión 2016 – 2022, por GRT (parte 2 de 2).

[25] Al respecto se realizan las siguientes precisiones: la competencia territorial de la actual GRT Valle de México estuvo incluida dentro de la GRT Central hasta 2020; sus delimitaciones fueron modificadas con la última actualización del Estatuto orgánico de CFE Transmisión.

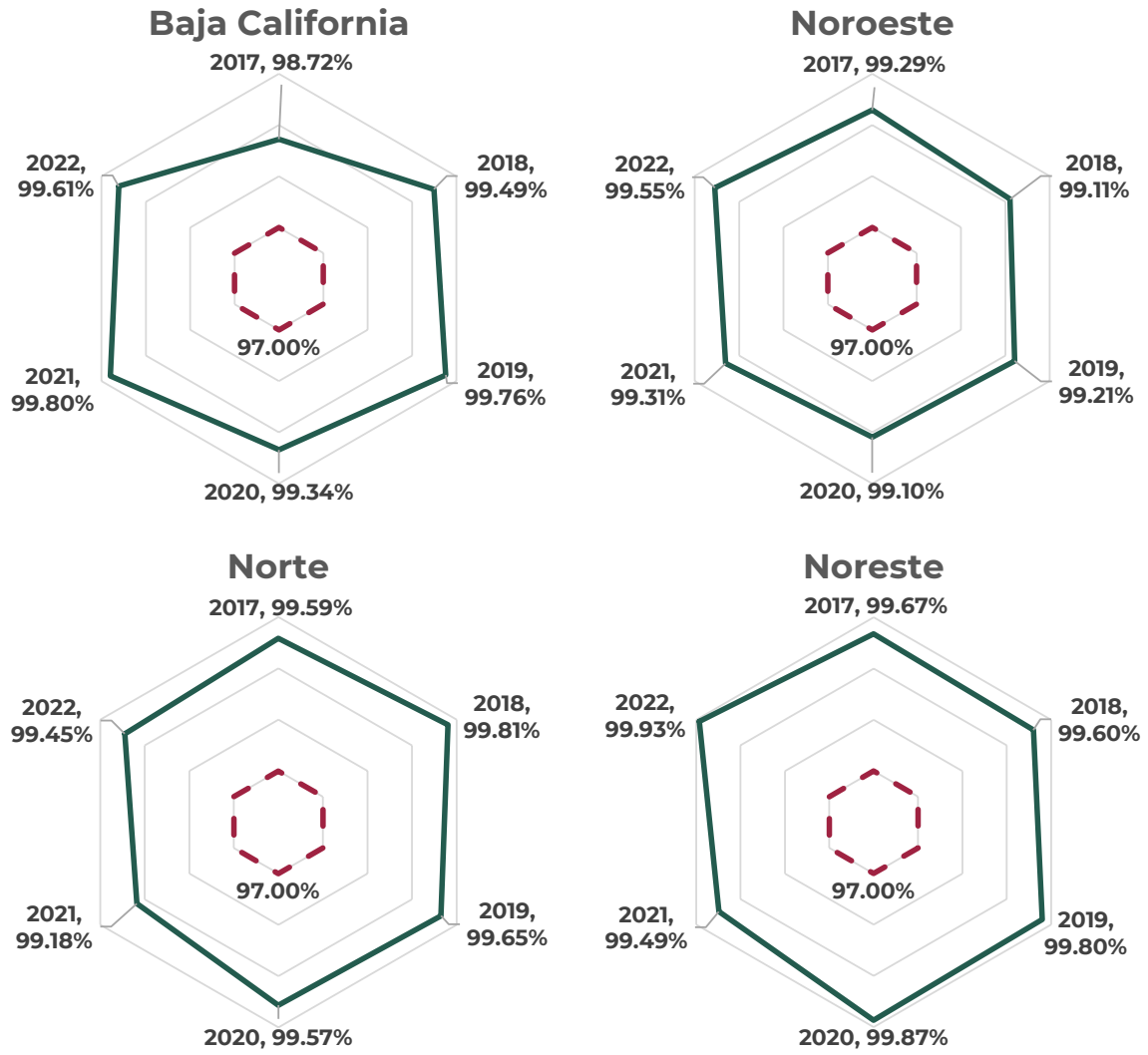


Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Las Figuras 32 y 33, presentan los valores del indicador IDT para la Red de Subtransmisión, en relación con el límite inferior de referencia y su evolución

histórica desde 2017.[26] **Para 2022 todas las GRT se encuentran dentro del rango de la meta establecida y con margen de alrededor de dos puntos porcentuales, lo cual es favorable.** Sin embargo, en 2022, la GRT Valle de México presentó su valor mínimo histórico y la GRT Peninsular presentó el menor IDT. Por otro lado, las GRT Noroeste y Noreste presentaron su valor máximo histórico, siendo esta última la que presentó el mayor IDT.[27, 28]

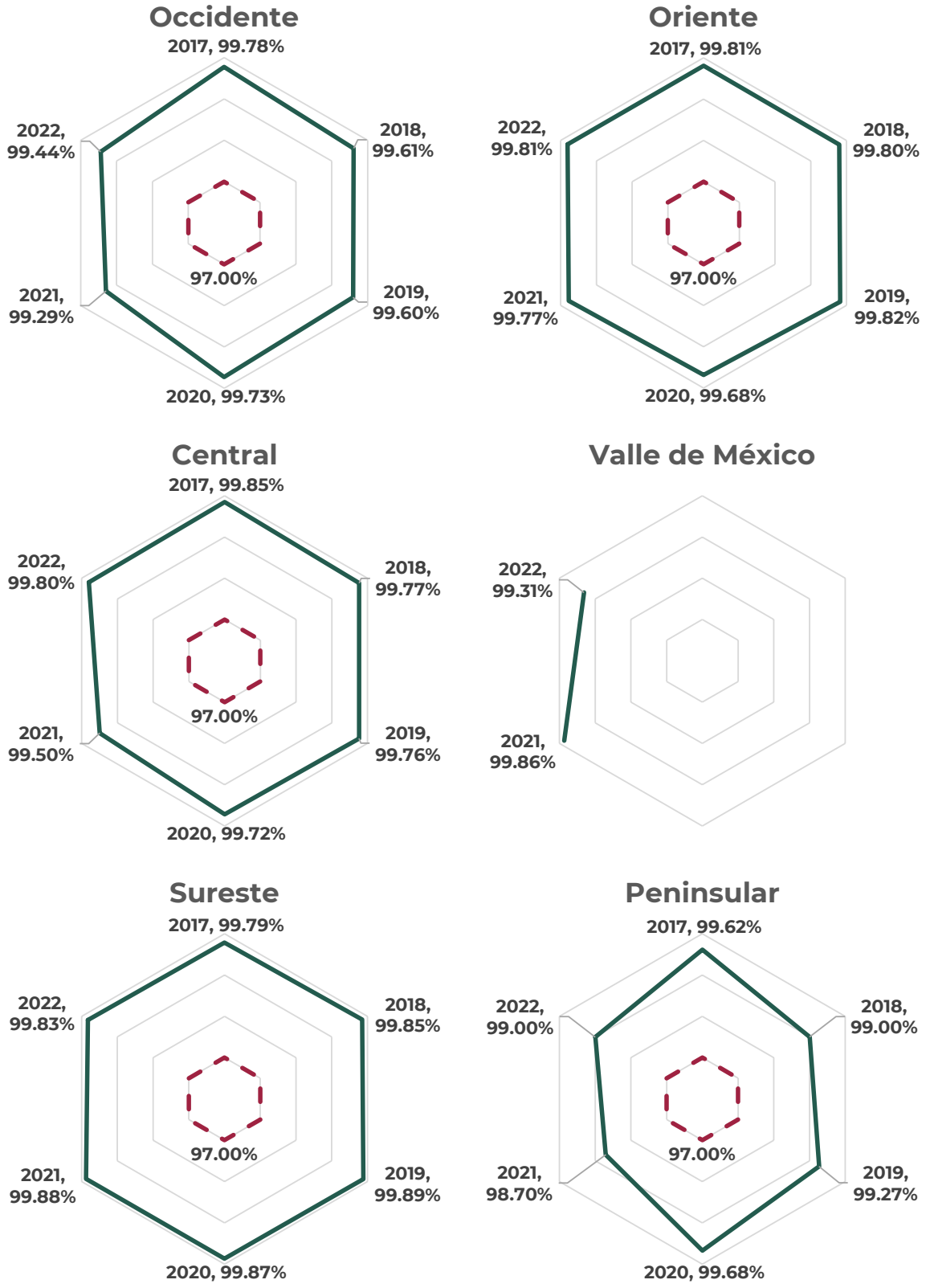
Figura 32. IDT de la Red de Subtransmisión 2017 – 2022, por GRT (parte 1 de 2)



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

[26] El límite inferior de referencia establecido para 2017 era de 96.00%. El límite inferior de referencia de 97.00% se encuentra vigente desde 2018.
[27] Cabe señalar, que estos indicadores ponderan, de manera acumulativa, el tiempo y la capacidad de los elementos de transmisión fuera de servicio, en relación con la capacidad total de los elementos de transmisión y el tiempo total.
[28] Para 2016 solo se cuenta con información de la Red de Transmisión, debido a la restructuración del sector eléctrico.

Figura 33. IDT de la Red de Subtransmisión 2017 – 2022, por GRT (parte 2 de 2).



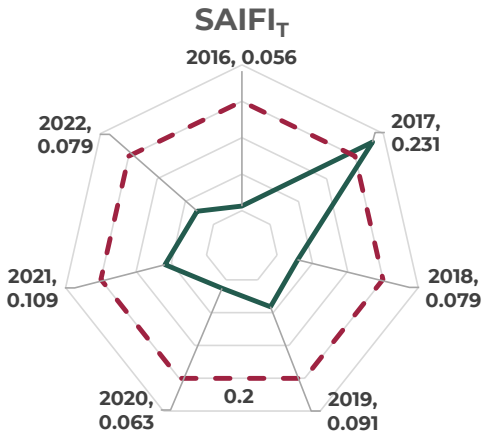
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

3.2 Frecuencia promedio de las interrupciones en la RNT

Con el objetivo de evaluar la continuidad del servicio de la RNT se definieron los siguientes indicadores:

a) ***SAIFI$_T$***:[29] que evalúa las interrupciones ocurridas en la RNT atribuibles al Transportista (mantenimiento y operación).
b) ***SAIFI$_T^{Total}$***:[30] que además de lo anterior, incluye las interrupciones atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor.

Para su determinación se consideran sólo las interrupciones con duración superior a 5 minutos. Estos indicadores ponderan, de manera acumulativa, el número de usuarios afectados en cada interrupción, en relación con el número total de usuarios del servicio.



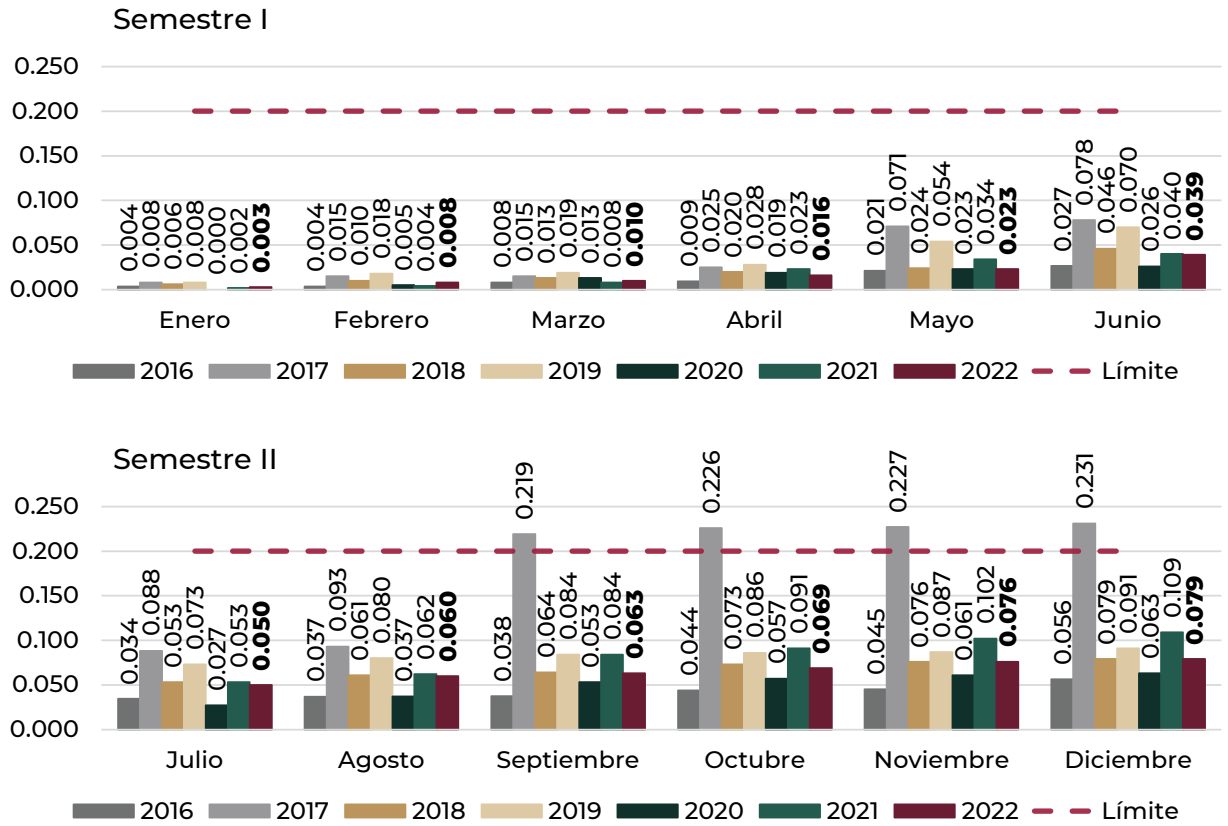
En la Figura 34, se muestra el valor acumulado de manera mensual del SAIFI$_T$ para cada año del periodo 2016 – 2022. **Como se puede apreciar, durante 2022, el índice se mantuvo favorablemente por debajo de su límite establecido**. De los siete años evaluados, el 2017 es el único que reportó valores fuera del rango establecido,[31] posterior a ese año, el índice se mantiene con valores aceptables que se encuentran alrededor del 50% del límite superior de referencia. En el 2022, el mes de junio fue el periodo en el que se presentó el mayor incremento en el SAIFI$_T$ (variación de 0.016), debido a diversas fallas en líneas de transmisión y subestaciones eléctricas de la RNT, en los niveles de tensión de 230, 161, 115 y 69 kV, las cuales ocurrieron en la mayoría de las GRT del SEN.[32] No obstante, la interrupción que tuvo individualmente el mayor impacto en este indicador (0.006), ocurrió durante la madrugada del 14 de julio de 2022, por un evento asociado a un herraje de una subestación (SE) del puerto de Veracruz.[33]

Por otro lado, la Figura 35, ilustra las componentes del SAIFI$_T^{Total}$. En el 2022, los mayores incrementos de este índice, asociados a casos fortuitos y de fuerza mayor, se registraron en los meses de junio y septiembre (0.035 en ambos casos), seguidos por los meses de mayo (0.027) y octubre (0.025), entre las

[29] Por sus siglas en inglés: System Average Interruption Frequency Index. El subíndice T es para identificar que se encuentra asociado al Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica. El límite superior de referencia establecido para este indicador es de 0.20 interrupciones promedio por usuario de manera anual a nivel nacional.
[30] Para este índice no se encuentra establecido un límite superior de referencia por la naturaleza imponderable de las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor.
[31] La desviación en el indicador en septiembre del 2017 se debió a una falla técnica en la operación de una subestación eléctrica de la zona metropolitana de Monterrey, la cual interrumpió el servicio a los usuarios de las regiones del norte y noreste del país, para más información consultar los siguientes enlaces: Informe del CENACE, Boletín de CFE y Nota Informativa de CFE.
[32] En la GRT Valle de México no se presentaron interrupciones atribuibles al Transportista en junio de 2022.
[33] Ver nota de Estado Operativo.

causas reportadas se encuentran la falta de infraestructura,[34] trabajos que se requieren en la RNT,[35] casos provocados por otro integrante de la industria eléctrica, derribo de estructuras por terceros, falla de equipo por defecto de diseño,[36] fenómenos de la naturaleza,[37] incendios forestales, interrupciones provocadas por fauna o por terceros, sabotaje y/o vandalismo. En este orden de ideas, las 3 interrupciones que tuvieron individualmente los mayores impactos en este indicador, se presentaron el 22 de junio[38] (0.028) en la Península de Yucatán por interrupciones reportadas como asociadas a la operación de Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección del Sistema derivado de falta de infraestructura; el 27 de mayo[39] (0.017) en la Península de Yucatán y el 28 de septiembre[40] (0.014) en Baja California Sur ambas por interrupciones asociadas a tormentas.

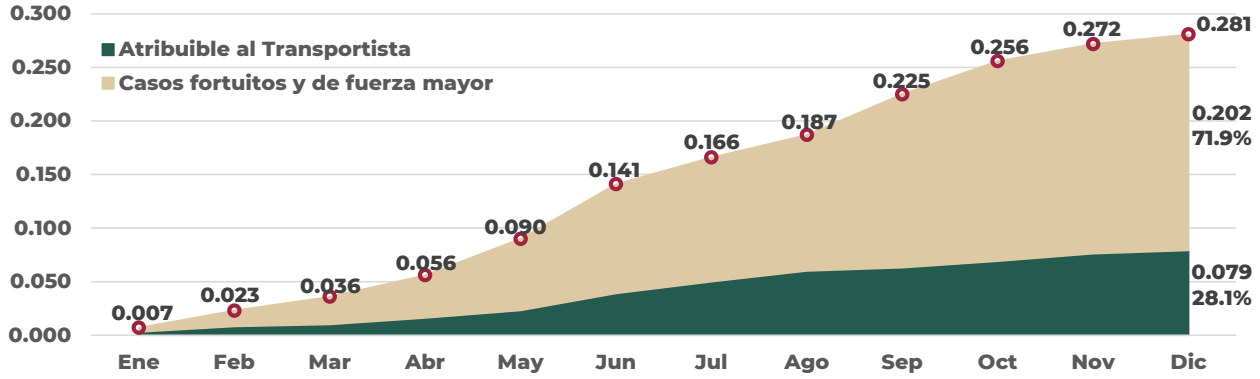
Figura 34. $SAIFI_T$ 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual [Interrupciones promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

[34] Por cuestiones no atribuibles al Transportista conforme al marco legal.
[35] Siempre y cuando se dé aviso de la interrupción a los usuarios finales conforme al marco legal.
[36] Conforme al marco regulatorio.
[37] Excepto descargas atmosféricas.
[38] Ver: Primer Boletín y Segundo Boletín de CFE.
[39] Ver: Primer Boletín y Segundo Boletín de CFE.
[40] Ver: Primer Boletín, Segundo Boletín y Tercer Boletín de CFE.

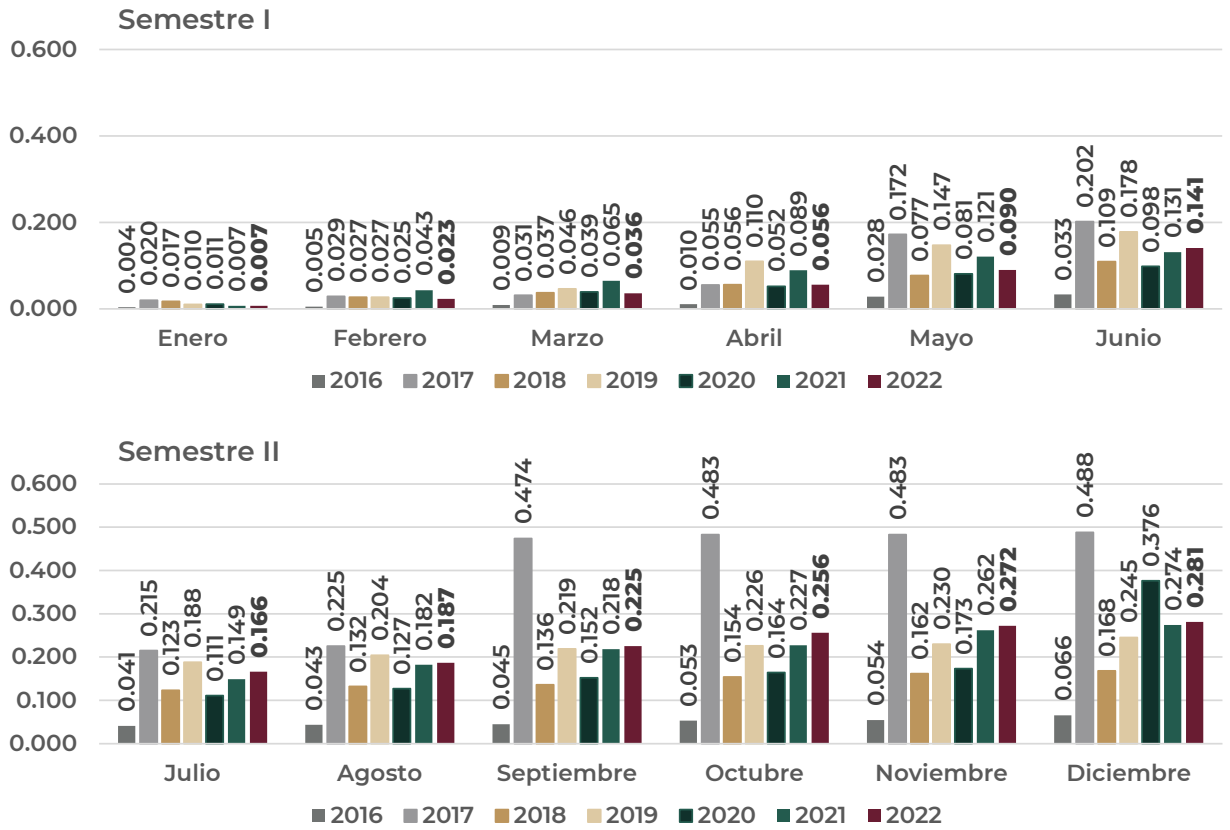
Figura 35. Composición del $SAIFI_T^{Total}$ de la RNT, 2022. [Interrupciones promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

La Figura 36 muestra el valor acumulado de manera mensual del $SAIFI_T^{Total}$ para cada año del periodo 2016 – 2022. A diferencia del $SAIFI_T$ que se redujo 27.52% en 2022 en comparación con 2021, el $SAIFI_T^{Total}$ se incrementó 2.55%. El promedio del periodo 2016 – 2022 del $SAIFI_T$ es de 0.101 y el del $SAIFI_T^{Total}$ es de 0.271.

Figura 36. $SAIFI_T^{Total}$ 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual. [Interrupciones promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

En adición a lo anterior, las Tablas 14 y 15 muestran los valores del $SAIFI_T$ y $SAIFI_T^{Total}$ respectivamente, por Gerencia Regional de Transmisión, para cada uno de los años del periodo 2017 – 2022.[41]

Como se puede observar en ambas tablas las GRT Sureste, Noreste y Peninsular presentan los mayores promedios históricos de estos indicadores, asimismo, en estas GRT se han presentado los máximos valores históricos de estos índices. Particularmente en las GRT Noreste y Peninsular, han ocurrido eventos específicos que individualmente han afectado a una gran cantidad de usuarios, lo que genera desviaciones considerables en el indicador; mientras que las desviaciones registradas en la GRT Sureste son resultado de múltiples eventos que incrementan de manera acumulativa el número de usuarios afectados. En el 2022, la GRT Sureste presentó el mayor valor de $SAIFI_T$, no obstante, también presentó una reducción a más de la mitad del valor que registró en el 2021.

Tabla 14. $SAIFI_T$ por GRT 2017 – 2022. [Interrupciones promedio por usuario].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio	Δ 22-21	Δ 22-Prom	Δ 22-Max
Baja California	0.076	0.009	0.051	0.011	0.010	0.053	0.035			
Noroeste	0.216	0.079	0.163	0.099	0.096	0.082	0.123			
Norte	0.144	0.126	0.027	0.029	0.031	0.104	0.077			
Noreste	1.524	0.101	0.043	0.069	0.064	0.055	0.309			
Occidente	0.051	0.024	0.076	0.039	0.071	0.046	0.051			
Central	0.025	0.074	0.079	0.024	0.031	0.017	0.042			
Valle de México					0.023	0.028	0.026			
Oriente	0.103	0.056	0.181	0.059	0.113	0.167	0.113			
Sureste	0.205	0.225	0.196	0.318	0.669	0.282	0.316			
Peninsular	0.808	0.100	0.024	0.054	0.154	0.151	0.215			

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Tabla 15. $SAIFI_T^{Total}$ por GRT 2017 – 2022. [Interrupciones promedio por usuario].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio	Δ 22-21	Δ 22-Prom	Δ 22-Max
Baja California	0.231	0.009	0.161	0.041	0.049	0.391	0.147			
Noroeste	0.459	0.139	0.217	0.207	0.269	0.255	0.258			
Norte	0.350	0.257	0.173	0.087	0.561	0.158	0.264			
Noreste	2.858	0.186	0.085	2.458	0.478	0.113	1.030			
Occidente	0.073	0.092	0.129	0.054	0.100	0.126	0.096			
Central	0.149	0.139	0.175	0.095	0.176	0.191	0.154			
Valle de México					0.067	0.031	0.049			
Oriente	0.194	0.173	0.255	0.503	0.383	0.455	0.327			
Sureste	0.508	0.471	0.434	0.598	1.009	0.881	0.650			
Peninsular	1.578	0.197	1.448	0.249	0.182	1.246	0.817			

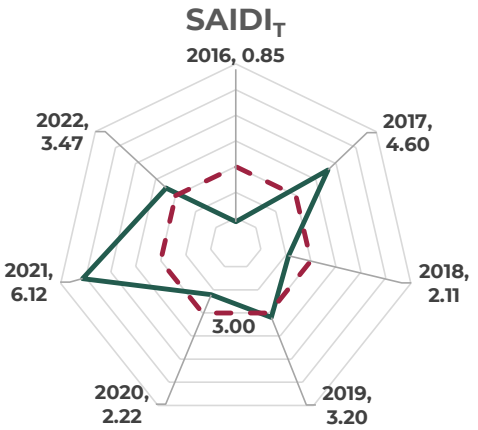
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

[41] El tamaño de las barras grises representa la proporción de cada uno de los valores con respecto a los demás valores contenidos en la tabla. Por otra parte, las últimas 3 columnas representan la variación del indicador en comparación con el año anterior, el promedio y el valor máximo histórico, respectivamente; la dirección de estas barras indica si en 2022 el valor se encontró por debajo (izquierda) o por encima (derecha) del valor comparativo de referencia; el tamaño de estas barras indica la proporción de la variación.

3.3 Duración promedio de las interrupciones en la RNT

Con el objetivo de medir el tiempo promedio que un usuario final permanece sin servicio de energía eléctrica, por interrupciones con duración superior a 5 minutos, ocurridas en la RNT, se definieron los siguientes indicadores:

a) ***SAIDI$_T$***:[42] que evalúa las interrupciones atribuibles al Transportista (operación y mantenimiento).
b) ***SAIDI$_T^{Total}$***:[43] que además de lo anterior, incluye las interrupciones atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor.



Estos indicadores ponderan, de manera acumulativa, el tiempo de restablecimiento en minutos y el número total de usuarios afectados en cada interrupción, en relación con el número total de usuarios del servicio.

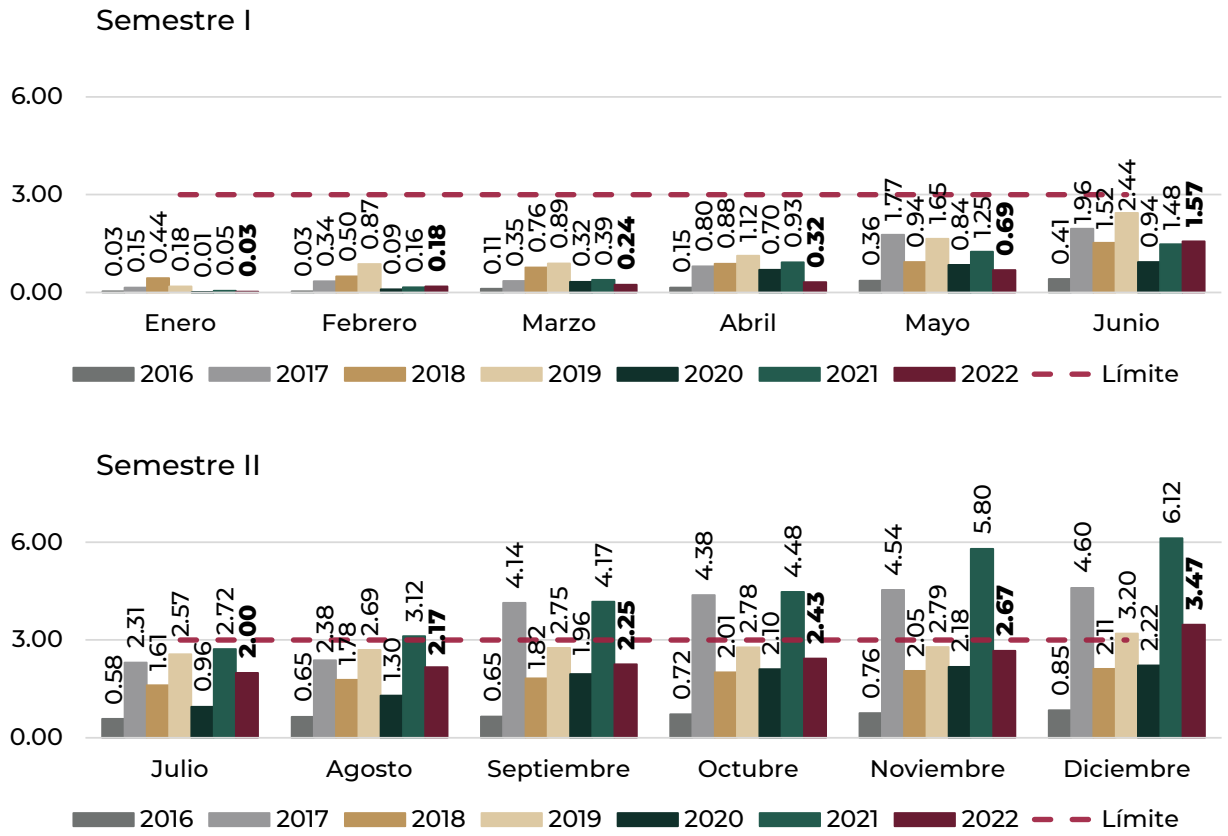
En la Figura 37, se muestra el valor acumulado de manera mensual del SAIDI$_T$ para cada año del periodo 2016 – 2022. **Se puede observar que, en el 2022, el índice se redujo un 43.31% en comparación con el valor alcanzado en el 2021, sin embargo, por segundo año consecutivo se superó el límite establecido**. De los siete años evaluados, la meta establecida se ha visto rebasada en el 2017, 2019, 2021 y 2022, no obstante, en el 2016, 2018 y 2020 el indicador se mantuvo dentro del rango de referencia.[44]

En el 2022, los mayores incrementos en el SAIDI$_T$ se presentaron en los meses de junio (0.878) y diciembre (0.805), seguidos por julio (0.427) y mayo (0.375), principalmente debido a diversas fallas en los elementos, equipos asociados y estructuras de la RNT, en los niveles de tensión de 230, 161, 115, 85 y 69 kV en las distintas GRT del SEN; la gran mayoría de estas interrupciones ocurrieron en el nivel de tensión de 115 kV, así como en la GRT Sureste. La interrupción que tuvo individualmente el mayor impacto en este indicador (0.751), ocurrió durante la noche del 17 de diciembre 2022, por falla de hilo de guarda de una línea de transmisión, en Huixtla (cerca de Tapachula, Chiapas).

---

[42] Por sus siglas en inglés: System Average Interruption Duration Index. El subíndice T es para identificar que se encuentra asociado al Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica. El límite superior de referencia establecido para este indicador es de 3 minutos promedio por usuario de manera anual a nivel nacional.
[43] Para este índice no se encuentra establecido un límite superior de referencia por la naturaleza imponderable de las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor.
[44] En el apartado anterior se expuso la causa de la desviación en los indicadores en septiembre de 2017. En 2019, la desviación en este indicador se debió a diversas fallas de los elementos y equipos asociados (transformadores de corriente, apartarrayos, entre otros) de la RNT en los meses de febrero, mayo, junio y diciembre; para pronta referencia consultar los Estados Operativos que generaron las dos principales de ellas: Nota 3117 y Nota 3665. Asimismo, en 2021, las causas de la desviación en el indicador, fueron diversas fallas en los elementos y equipos asociados de la RNT en los meses de julio, septiembre y noviembre, principalmente en el sureste del país, ver: RCSEN2021.

Figura 37. SAIDI$_T$ 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual [minutos promedio por usuario].

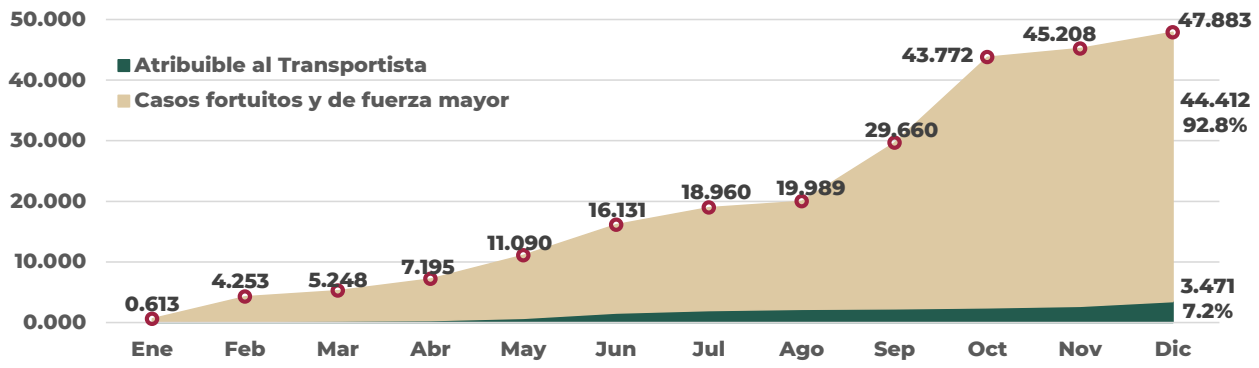


Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Por otro lado, la Figura 38, ilustra las componentes del SAIDI$_T^{Total}$. En el 2022, los mayores incrementos de este índice, asociados a casos fortuitos y de fuerza mayor, se registraron en los meses de septiembre (9.59) y octubre (13.931), entre las causas reportadas se encuentran la falta de infraestructura,[45] trabajos que se requieren en la RNT,[46] casos provocados por otro integrante de la industria eléctrica, derribo de estructuras por terceros, falla de equipo por defecto de diseño,[47] fenómenos de la naturaleza (principalmente ciclones que se presentaron en el litoral del Pacífico),[48] interrupciones provocadas por fauna o por terceros, sabotaje y/o vandalismo. En este orden de ideas, el evento que tuvo individualmente el mayor impacto en este indicador se presentó a finales de octubre[49] (5.809) en la GRT Occidente, por el paso del huracán Roslyn, el cual provocó la interrupción del servicio a los usuarios finales, principalmente en el estado de Nayarit y además en los estados de Jalisco y Sinaloa.

[45] Por cuestiones no atribuibles al Transportista conforme al marco legal.
[46] Siempre y cuando se dé aviso de la interrupción a los usuarios finales conforme al marco legal. Cabe señalar, que este tipo de eventos, representaron de manera grupal, el mayor incremento en el indicador durante estos meses.
[47] Conforme al marco regulatorio.
[48] Excepto descargas atmosféricas.
[49] Ver: Primer, Segundo, Tercer, Cuarto, Quinto, Sexto, Séptimo, Octavo, Noveno, Décimo y Undécimo Boletines de CFE.

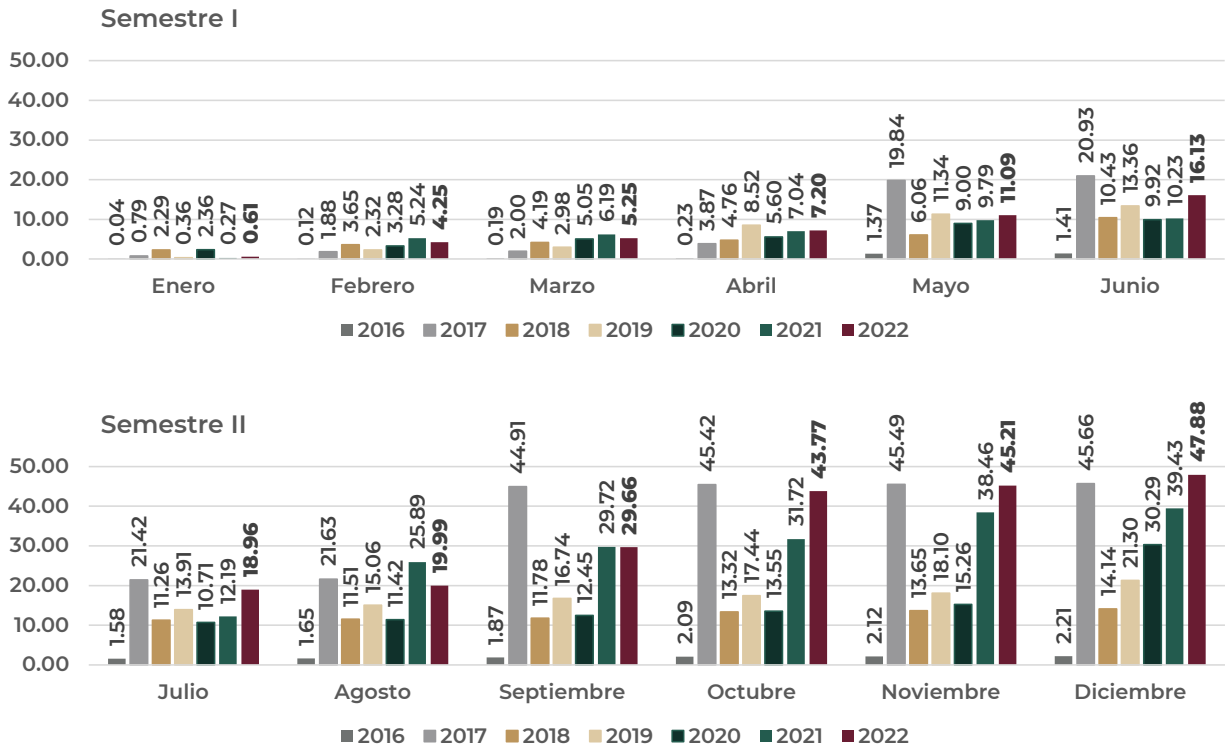
Figura 38. Composición del $SAIDI_T^{Total}$ de la RNT, 2022. [minutos promedio por usuario]



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

La Figura 39 muestra el valor acumulado de manera mensual del $SAIDI_T^{Total}$ para cada año del periodo 2016 – 2022. El $SAIDI_T^{Total}$ se incrementó 21.447%, presentando en el 2022, su valor máximo histórico. El promedio del periodo 2016 – 2022 del $SAIDI_T$ es de 3.22 minutos y el del $SAIDI_T^{Total}$ es de 28.7 minutos.

Figura 39. $SAIDI_T^{Total}$ 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual. [minutos promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Adicionalmente, las Tablas 16 y 17 muestran los valores del $SAIDI_T$ y $SAIDI_T^{Total}$ respectivamente, por Gerencia Regional de Transmisión, para cada uno de los años del periodo 2017 – 2022.[50]

En la Tabla 16 se puede observar que la GRT Sureste presentó el mayor promedio histórico del $SAIDI_T$, asimismo, el tiempo que ha tomado restablecer las interrupciones de las GRT Noroeste, Noreste, Oriente y Peninsular, también ha contribuido a las desviaciones históricas de este índice a nivel nacional. En el 2022, la GRT Sureste presentó el mayor valor de $SAIDI_T$, no obstante, también presentó una reducción a más de la mitad del valor que registró en el 2021.

Tabla 16. $SAIDI_T$ por GRT 2017 – 2022. [minutos promedio por usuario].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio	Δ 22-21	Δ 22-Prom	Δ 22-Max
Baja California	5.29	0.11	2.14	0.21	0.21	0.89	1.47			
Noroeste	6.68	1.25	7.81	5.08	10.97	3.65	5.91			
Norte	3.39	1.83	1.26	1.21	0.76	3.95	2.07			
Noreste	22.64	1.71	1.23	2.32	2.49	2.16	5.42			
Occidente	1.23	0.34	3.14	1.24	2.72	1.37	1.67			
Central	0.37	1.24	1.89	0.59	0.47	0.85	0.90			
Valle de México					0.45	0.51	0.48			
Oriente	3.81	3.64	7.89	2.04	4.60	8.13	5.02			
Sureste	8.55	10.22	10.53	11.23	43.17	15.26	16.49			
Peninsular	11.98	2.01	0.94	2.65	13.31	7.43	6.39			

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

En cuanto al $SAIDI_T^{Total}$, en el 2022 este indicador registró desviaciones en las GRT Sureste y Peninsular, debido principalmente a trabajos sobre la infraestructura eléctrica en el sureste del país, de los cuales se avisa a los usuarios finales, así como debido a la falta de infraestructura eléctrica y tormentas en la Península de Yucatán.

Tabla 17. $SAIDI_T^{Total}$ por GRT 2017 – 2022. [minutos promedio por usuario].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio	Δ 22-21	Δ 22-Prom	Δ 22-Max
Baja California	14.45	0.12	4.73	2.11	15.01	31.08	11.25			
Noroeste	12.41	6.08	14.38	17.23	63.66	38.92	25.45			
Norte	14.53	9.51	23.52	14.11	53.51	9.89	20.84			
Noreste	282.40	20.77	5.75	179.75	54.35	9.51	92.09			
Occidente	5.98	9.30	11.47	5.97	4.11	50.36	14.53			
Central	27.09	5.60	14.16	4.77	18.96	33.38	17.33			
Valle de México					4.81	0.53	2.67			
Oriente	8.59	10.63	13.53	38.41	175.25	63.84	51.71			
Sureste	49.64	50.35	56.15	68.98	75.24	184.93	80.88			
Peninsular	90.93	58.45	123.03	28.13	23.16	143.67	77.90			

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

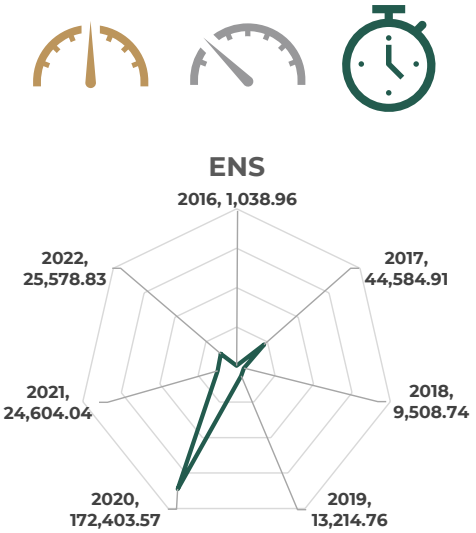
[50] El tamaño de las barras grises representa la proporción de cada uno de los valores con respecto a los demás valores contenidos en la tabla. Por otra parte, las últimas 3 columnas representan la variación del indicador en comparación con el año anterior, el promedio y el valor máximo histórico, respectivamente; la dirección de estas barras indica si en 2022 el valor se encontró por debajo (izquierda) o por encima (derecha) del valor comparativo de referencia; el tamaño de estas barras indica la proporción de la variación.

3.4 Energía No Suministrada en la RNT

Con el objetivo de evaluar la continuidad del servicio en la RNT y mantener el suministro de energía eléctrica, se definió el siguiente indicador:

a) ***ENS***:[51] que evalúa la energía en MWh que se deja de suministrar a los usuarios finales, debido a las interrupciones mayores a 5 minutos.

Este indicador es resultado acumulativo del producto entre la duración de las interrupciones y la potencia medida en el instante previo a su ocurrencia. Asimismo, se encuentra conformado por dos componentes: las interrupciones atribuibles al Transportista (operación y mantenimiento) y las interrupciones atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor.



Para más información del valor máximo, ver: RCSEN2020

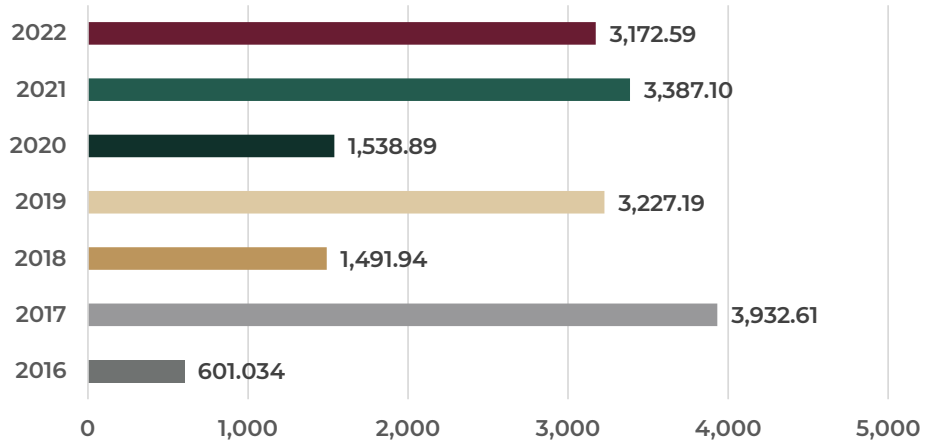
En la Figura 40, se muestra el valor de la Energía No Suministrada atribuible al Transportista para cada año del periodo 2016 – 2022. El valor promedio del periodo es de 2,467.12 MWh, por lo que en el 2022 el valor de esta componente se encontró por encima del promedio, no obstante, disminuyó un 6.3% en comparación con el valor registrado en el 2021. En el 2022, el mes de mayo fue el periodo en el que se presentó el mayor incremento en esta componente (variación de 814.047 MWh), debido a diversas fallas en líneas de transmisión y subestaciones eléctricas de la RNT, en los niveles de tensión de 115 y 69 kV, las cuales ocurrieron en la mayoría de las GRT del SEN. Asimismo, la interrupción que tuvo individualmente el mayor impacto en esta componente (380.273 MWh), ocurrió durante la tarde del 21 de mayo de 2022 y se prolongó hasta la madrugada del día siguiente, por un evento asociado a una falla en un conductor de una línea de transmisión en la zona de Camargo, Chihuahua.

Por otro lado, la Figura 41, muestra el valor de la Energía No Suministrada atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor, para cada año del periodo 2016 – 2022. El valor promedio del periodo es de 39,094.84 MWh, por lo que en el 2022 el valor de esta componente se encontró por debajo del promedio, no obstante, incrementó un 5.6% en comparación con el valor registrado en el 2021. En el 2022, el mes de octubre fue el periodo en el que se presentó el mayor incremento en esta componente (variación de 4,849.895 MWh), seguido por los meses de junio (3,576.903 MWh) y septiembre (3,982.228 MWh), entre las causas reportadas se encuentran la falta de infraestructura,[52] trabajos que se requieren

[51] Por las siglas de Energía No Suministrada. No se encuentra establecido un límite superior de referencia.
[52] Por cuestiones no atribuibles al Transportista conforme al marco legal.

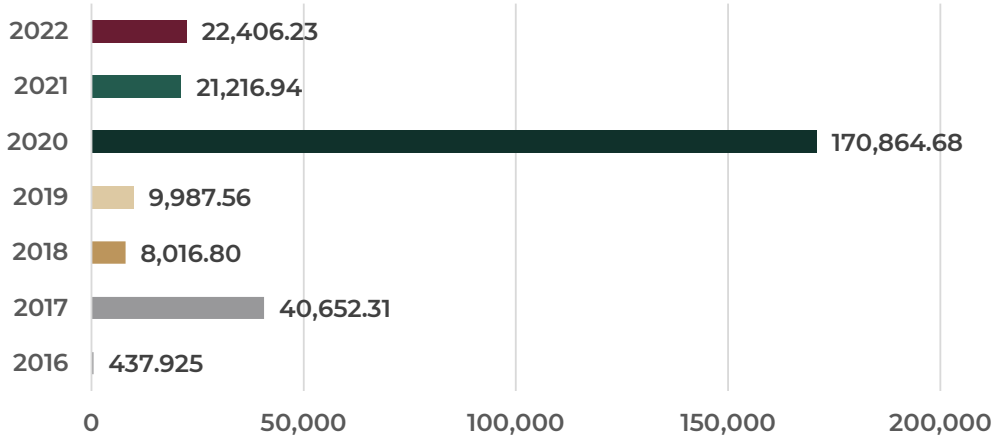
en la RNT,[53] casos provocados por otro integrante de la industria eléctrica, derribo de estructuras por terceros, falla de equipo por defecto de diseño,[54] fenómenos de la naturaleza (principalmente tormentas que se presentaron en el noroeste del País),[55] incendios, interrupciones provocadas por fauna o por terceros, sabotaje y/o vandalismo. Asimismo, la interrupción que tuvo individualmente el mayor impacto en esta componente (2,533.134 MWh), fue al igual que para el $SAIFI_T^{Total}$, la ocurrida durante la mañana del 22 de junio de 2022 en la Península de Yucatán[56].

Figura 40. ENS atribuible al Transportista en la RNT, 2016-2022. [MWh]



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Figura 41. ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor en la RNT, 2016-2022. [MWh]

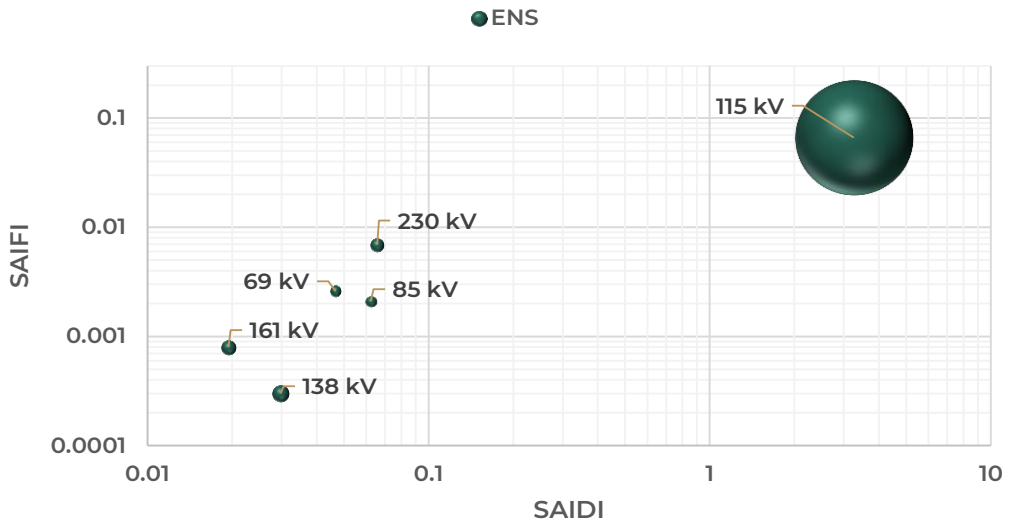


Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

[53] Siempre y cuando se dé aviso de la interrupción a los usuarios finales conforme al marco legal. Cabe señalar, que este tipo de eventos, representaron de manera grupal, el mayor incremento en el indicador durante estos meses.
[54] Conforme al marco regulatorio.
[55] Excepto descargas atmosféricas.
[56] Ver Estado Operativo publicado por el CENACE.

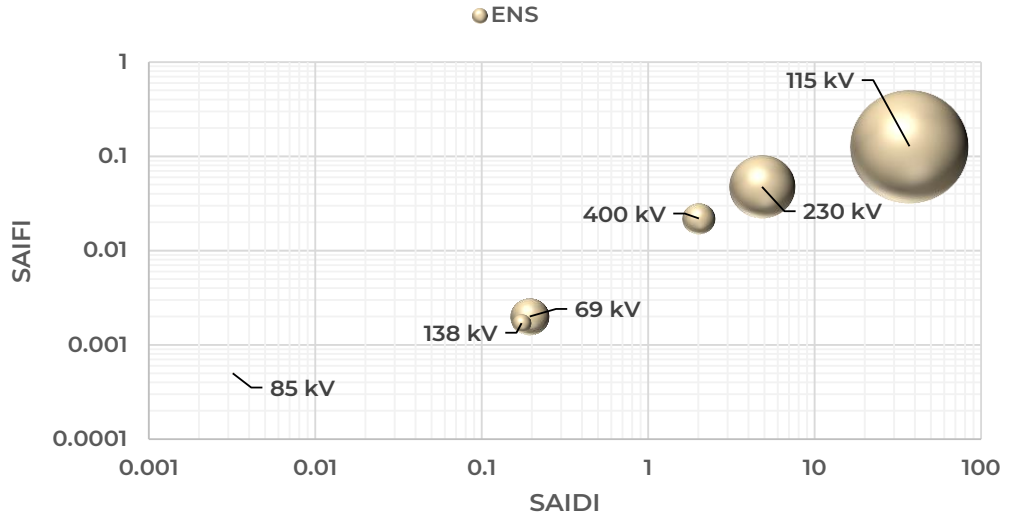
En adición a lo anterior, las Figuras 42 y 43 muestran de manera ilustrativa los valores de los indicadores (SAIDI, SAIFI y ENS) para el año 2022, clasificados por nivel de tensión, en las cuales el volumen de la burbuja representa la magnitud de la Energía no Suministrada. Como se puede apreciar, al nivel de tensión de 115 kV se asocia la mayor cantidad de interrupciones que incrementan el valor de estos índices, debido a diversas fallas y eventos que se presentan en sus elementos.[57]

Figura 42. SAIDI, SAIFI y ENS atribuible al Transportista por nivel de tensión, 2022.



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Figura 43. SAIDI, SAIFI y ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor por nivel de tensión, 2022.



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

[57] Cabe señalar que, el nivel de tensión de 115 kV es el de mayor extensión en la RNT con 48,584 km que representan el 47.59% del total de km de líneas de transmisión (ver Cuadro A.1.1 del Anexo 1 del PRODESEN 2023 - 2037).

Además, las Tablas 18 y 19 muestran los valores de la componente de la ENS atribuible al Transportista y la ENS total respectivamente, por GRT, para cada uno de los años del periodo 2017 – 2022.[58] Como se puede observar en ambas tablas la GRT Noreste presenta la mayor cantidad de Energía no Suministrada.[59]

En lo que respecta al 2022, la mayor cantidad de ENS atribuible al Transportista se presentó en la GRT Norte debido a diversas fallas en elementos y equipos asociados de la RNT en el nivel de 115 kV;[60] por otro lado, la mayor cantidad de ENS, se registró en la GRT Occidente debido principalmente al paso del huracán Roslyn y al derribo de un árbol sobre la infraestructura de la RNT[61].

Tabla 18. ENS atribuible al Transportista en la RNT, 2017-2022. [MWh]

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio	Δ 22-21	Δ 22-Prom	Δ 22-Max
Baja California	216.0	34.7	143.1	55.9	11.7	78.7	90.0			
Noroeste	325.4	148.7	315.3	323.8	689.4	230.6	338.9			
Norte	369.0	403.1	237.9	103.5	180.7	768.7	343.8			
Noreste	1,688.7	131.8	142.5	227.2	476.3	488.3	525.8			
Occidente	271.2	113.8	1,372.6	134.6	368.3	224.1	414.1			
Central	93.3	123.5	230.9	63.5	104.2	156.0	128.5			
Valle de México					31.3	44.9	38.1			
Oriente	195.4	210.3	348.0	211.8	145.5	467.8	263.1			
Sureste	300.5	259.4	370.8	368.0	1,067.5	427.9	465.7			
Peninsular	473.1	66.5	66.2	50.5	312.2	285.6	209.0			

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Tabla 19. ENS total en la RNT, 2017-2022. [MWh]

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio	Δ 22-21	Δ 22-Prom	Δ 22-Max
Baja California	457	108	289	285	1,133	3,071	891			
Noroeste	667	485	766	1,042	2,849	1,475	1,214			
Norte	1,133	1,270	1,355	733	4,097	1,953	1,757			
Noreste	29,712	1,984	843	163,951	6,442	1,356	34,048			
Occidente	731	776	2,738	984	997	5,274	1,917			
Central	6,616	1,247	958	1,528	1,743	1,630	2,287			
Valle de México					139	46	93			
Oriente	508	546	621	1,776	4,111	2,685	1,708			
Sureste	1,495	1,040	1,439	1,395	2,148	3,477	1,833			
Peninsular	3,266	2,051	4,205	710	945	4,612	2,632			

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

[58] El tamaño de las barras grises representa la proporción de cada uno de los valores con respecto a los demás valores contenidos en la tabla. Por otra parte, las últimas 3 columnas representan la variación del indicador en comparación con el año anterior, el promedio y el valor máximo histórico, respectivamente; la dirección de estas barras indica si en 2022 el valor se encontró por debajo (izquierda) o por encima (derecha) del valor comparativo de referencia; el tamaño de estas barras indica la proporción de la variación.

[59] La desviación registrada en la Tabla 18 para la GRT Occidente en 2019, se debe principalmente a la interrupción en el servicio de un gran consumidor de energía de esa región, por un evento en las instalaciones de la RNT.

[60] Entre estas, la ocurrida en la zona de Camargo, Chihuahua, la cual se mencionó al inicio de este apartado.

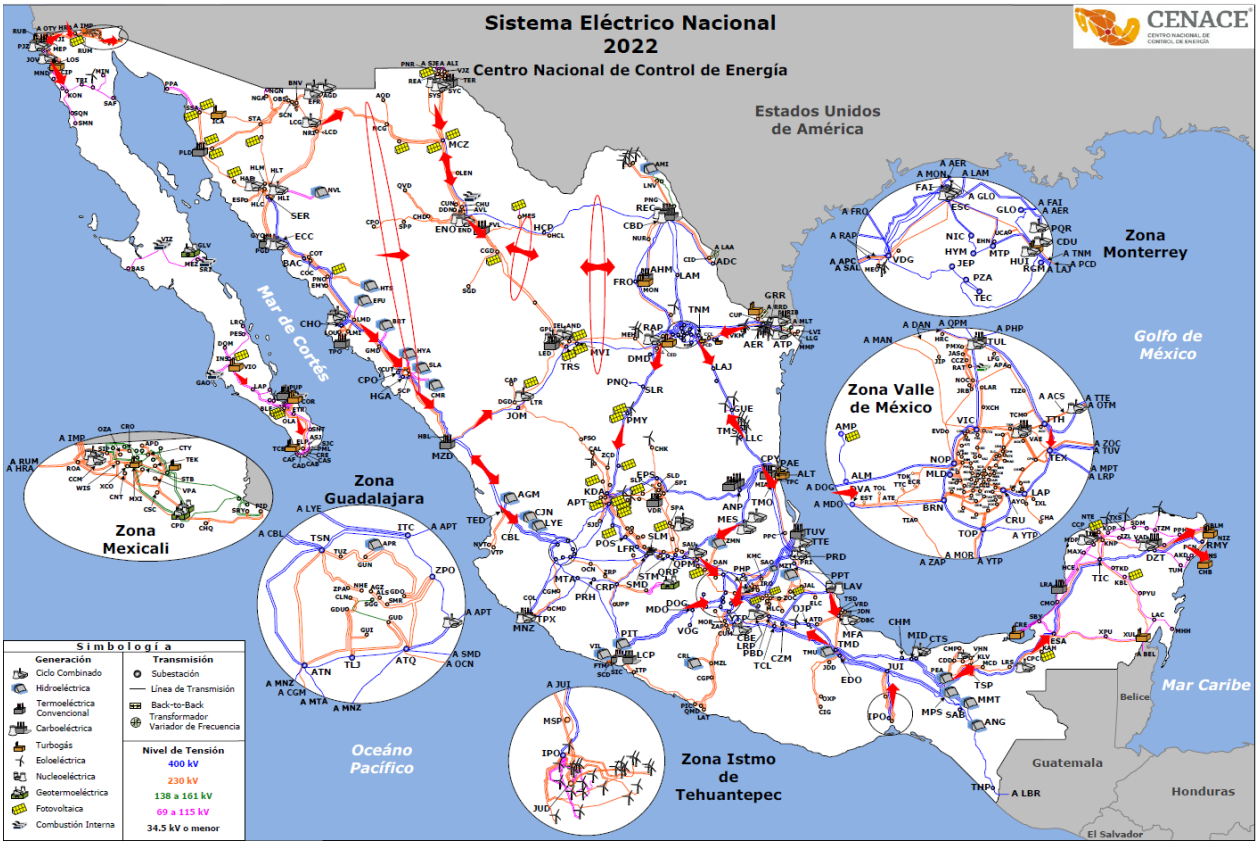
[61] Ver Estado Operativo publicado por el CENACE.

3.5 Saturación y sobrecargas en niveles de Alta Tensión

Debido a su estructura física, al comportamiento de la demanda de las diferentes regiones del país, la disponibilidad y capacidad de generación y transmisión, entre otros aspectos relacionados con la operación del SEN, los elementos de la RNT se ven eventualmente sujetos a congestión y saturación.

En el 2022, al igual que en años anteriores, se presentaron diferentes circunstancias que tuvieron como resultado que algunos corredores de transmisión alcanzaran sus límites operativos. Las causas principales y recurrentes se asocian a las altas demandas de verano, bajas demandas de invierno, reducciones de demanda durante la madrugada, los fines de semana y días inhábiles, cambios en flujos de potencia, indisponibilidad de generación por restricciones en el suministro y la calidad del gas natural, retraso de mantenimientos programados de generación y fallas forzadas, retraso de obras de transmisión y de nuevas centrales eléctricas. En este sentido, los principales corredores de transmisión que se controlaron para no rebasar sus límites operativos en el 2022, se muestran de manera ilustrativa en la Figura 44.[62]

Figura 44. Principales corredores de transmisión con saturación, 2022.

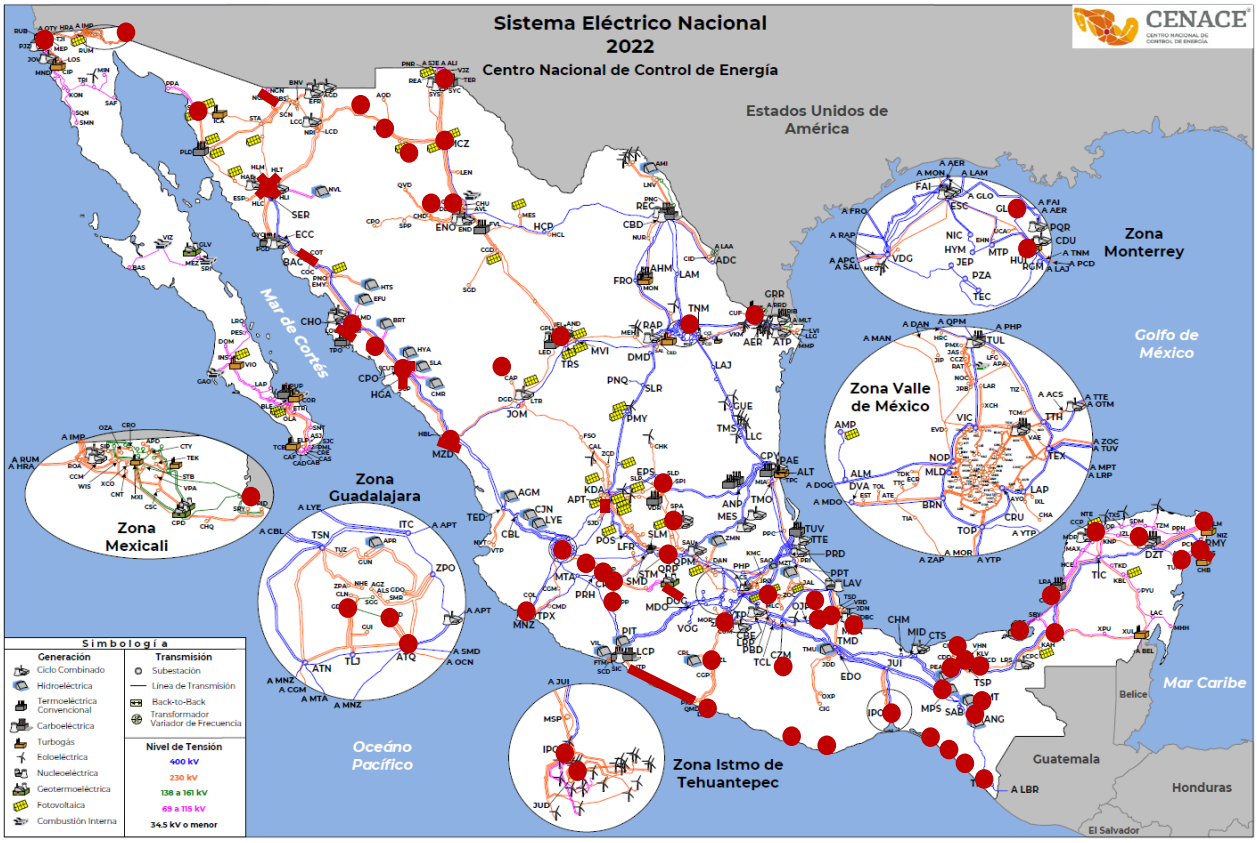


Fuente: PAMRNT 2023 – 2037, elaborado por el CENACE.

[62] Ver apartado 5. Diagnóstico Operativo 2022, del PAMRNT 2023 – 2037. A su vez, se implementan EAR que disparan elementos de la RNT, carga y/o generación por control de flujo, sobrecarga, casos fortuitos y de fuerza mayor.

Aunado a lo anterior, en el 2022 se registraron sobrecargas en elementos del Sistema Eléctrico Nacional, cuya localización aproximada se muestra de manera ilustrativa en la Figura 45, los puntos rojos simbolizan uno o varios elementos de transformación[63] y las líneas rojas simbolizan uno o varios elementos de transmisión, en los cuales se presentaron sobrecargas aún sin la ocurrencia de contingencias.

Figura 45. Elementos conectados a niveles de Alta Tensión con sobrecargas en 2022.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

3.6 Proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT

Del 2015 al 2022, la SENER ha instruido 232 proyectos relacionados con el Transportista, los cuales se reportan de la siguiente manera (ver Figura 46):[64]

- En operación (ver Figura 47):
  - 9 proyectos se concluyeron y energizaron entre diciembre de 2019 y diciembre de 2022, para un total de 12 obras que corresponden a 220 MVA de elementos de transformación y 85 MVAr de elementos de compensación.

[63] Incluye autotransformadores y transformadores en Alta Tensión, así como entre los niveles de Alta y Media Tensión.
[64] CFE Transmisión. Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT. Actualización 31 de diciembre de 2022.

- En ejecución o construcción (ver Figura 47):
  - 14 proyectos se encuentran en esta etapa de desarrollo, los cuales corresponden a elementos de transformación y compensación, líneas de transmisión y el proyecto "Red Eléctrica Inteligente" (M17-REI, 57.3% de avance), este último tiene un alcance a nivel nacional. Asimismo, 1 de estos proyectos es compartido con el Distribuidor.

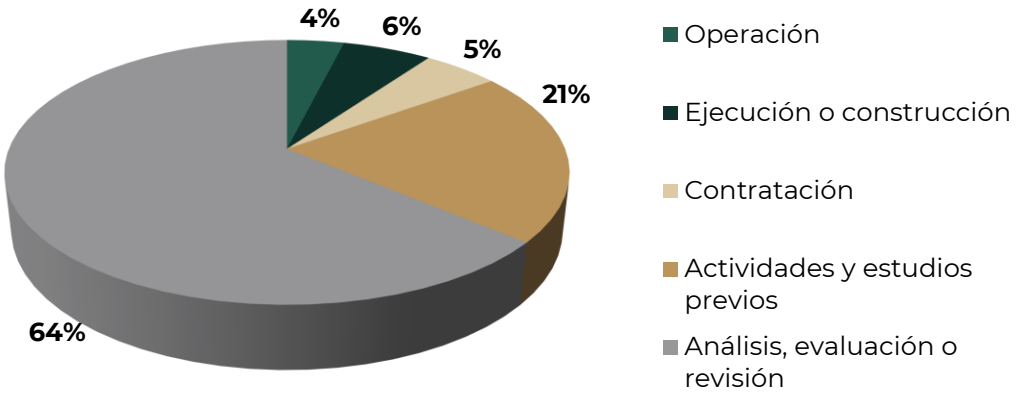
- En contratación:
  - 12 proyectos se encuentran en esta etapa de desarrollo, los cuales corresponden a elementos de transformación, compensación y líneas de transmisión.

- En actividades y estudios previos:
  - 49 proyectos se encuentran en esta etapa de desarrollo, los cuales corresponden a elementos de transformación, compensación y líneas de transmisión. Asimismo, 22 de estos proyectos son compartidos con el Distribuidor.

- En análisis, evaluación o revisión:
  - 148 proyectos se encuentran en alguna de estas situaciones, de los cuales, 19 son compartidos con el Distribuidor.

En adición a lo anterior, existen diversos proyectos legados y por aportaciones. Todos estos proyectos tienen el objetivo de contribuir a mejorar las condiciones de operación de la RNT, la prestación de Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, así como satisfacer las necesidades de Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales.[65]

Figura 46. Estado de los Proyectos de Ampliación y Modernización Instruidos, 2022.



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

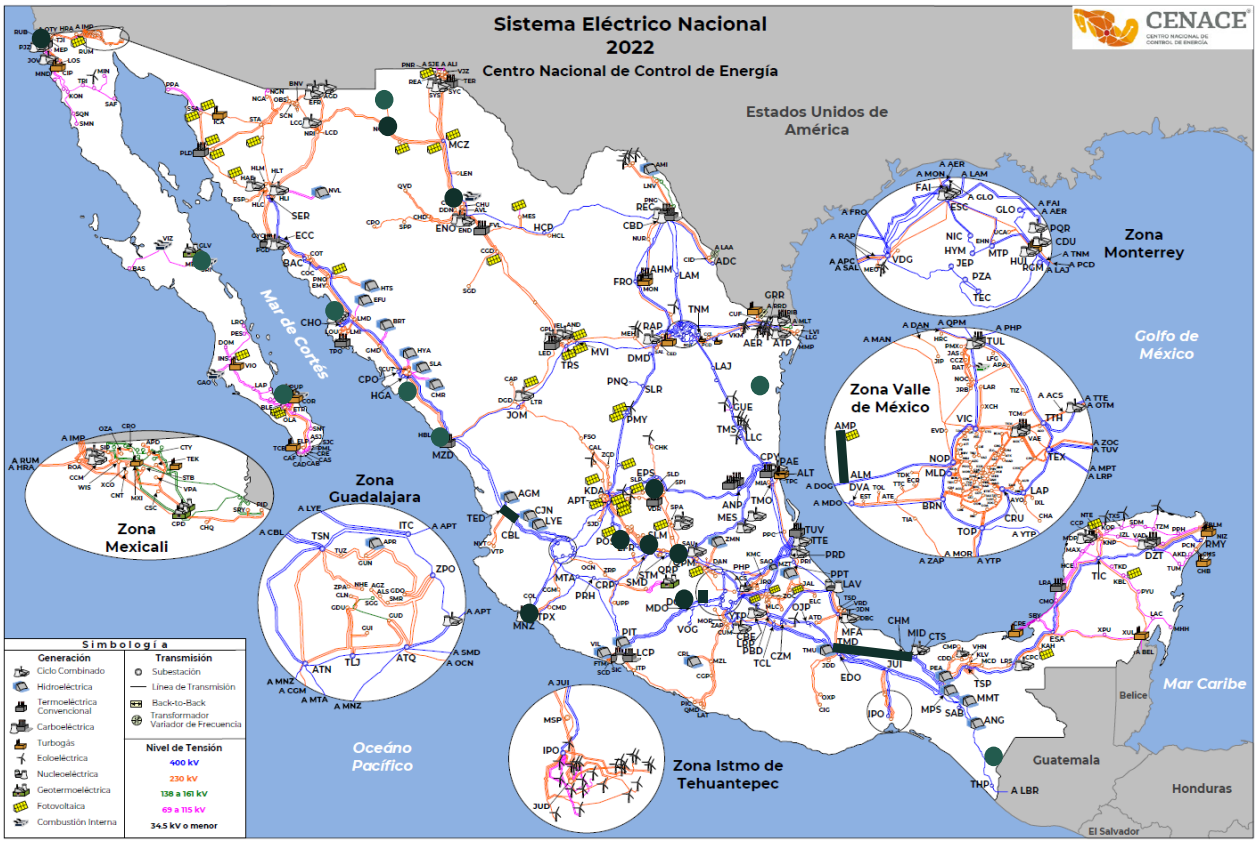
[65] Para más información consultar los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista.

Como se ha expuesto, existen múltiples proyectos de infraestructura para el SEN, no obstante, de acuerdo con el Transportista, estos han presentado atrasos para su desarrollo, entre otros, por las siguientes circunstancias:

- Prolongados procesos burocráticos, de autorización y de contratación de bienes y servicios.
- Contingencia sanitaria derivada del SARS-CoV-2.
- Recursos presupuestales no autorizados y necesidades adicionales de presupuesto.
- Licitaciones desiertas.
- Desfases en la programación y caducidad de las autorizaciones.
- Dificultades en la adquisición de derechos de vía y servidumbres de paso.
- Complejidad en la investigación de condiciones de mercado.
- Falta de personal.
- Orden de prioridad, incertidumbre y dependencia.

Conforme a lo anterior, se observan en general, complejos procesos y requisitos, particularmente previo al inicio del desarrollo de los proyectos, los cuales el Transportista ha gestionado, sin embargo, parte de estas actividades dependen de la coordinación y colaboración de diversas entidades de la Administración Pública Federal.

Figura 47. Proyectos de elementos de transmisión en operación, ejecución o construcción (2022).



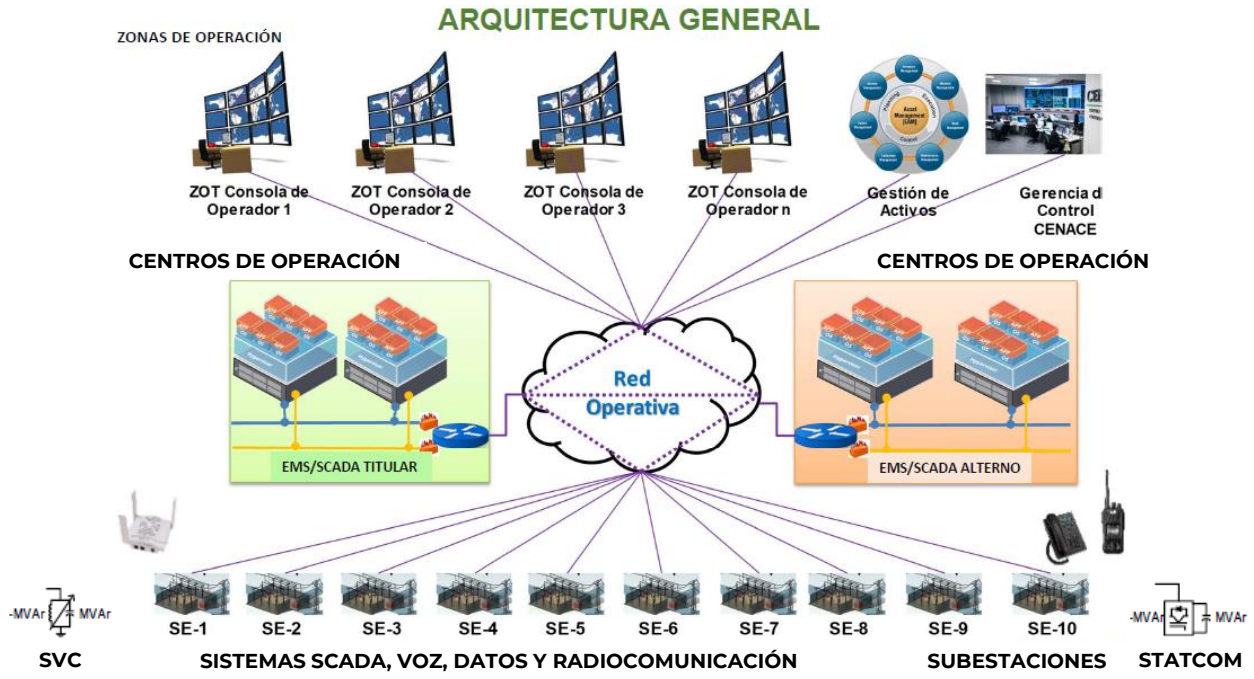
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE y CFE Transmisión.

3.7 Aspectos de Red Eléctrica Inteligente en la RNT

La utilización e integración de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación en la Red Nacional de Transmisión, contribuye a optimizar el desempeño del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica para la prestación de un suministro eléctrico confiable, seguro y de calidad a los usuarios finales. Este tipo de tecnologías pueden incluir, además de la infraestructura de red eléctrica, tecnologías de operación, tecnologías de información y comunicaciones, redes de datos y sistemas de gestión (ver Figura 48). Por lo anterior, se debe procurar la interoperabilidad, seguridad de la información y ciberseguridad en la implementación y operación de estas tecnologías.

Actualmente, el Transportista y la RNT cuentan con elementos de Red Eléctrica Inteligente (REI), por ejemplo, elementos de Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna (FACTS) como Compensadores Estáticos de VAr (SVC) y compensadores serie de líneas de transmisión, estas tecnologías de electrónica de potencia, contribuyen al control y la operación de la red eléctrica; asimismo, cuentan con Sistemas de Administración de Energía y de Control y Adquisición de Datos (EMS/SCADA), esquemas de operación automática (EAR o EPS), sistemas informáticos y de gestión, equipos de protección, comunicación, control y medición, entre otros.

Figura 48. Ilustración de elementos de la Red Eléctrica Inteligente en la RNT.



Fuente: Información del CENACE y CFE Transmisión.

Sin embargo, aún existen diversas áreas de la Red de Transmisión y Subtransmisión en las que existen o surgen necesidades de implementar elementos de REI. Como se mencionó en el apartado anterior, existen diversos proyectos de infraestructura instruidos, de los cuales, 15 incluyen dentro de sus obras la ampliación o modernización de elementos de FACTS, como Compensadores Estáticos Síncronos (STATCOM), SVC y compensadores serie de líneas de transmisión; 1 incluye la modernización de equipo primario de protección, control, comunicaciones y medición de una SE y el proyecto de modernización M17-REI que incluye más de 6,000 km de fibra óptica y múltiple infraestructura de red de datos, comunicaciones y EMS/SCADA.[66]

En este sentido, el Transportista utiliza, entre otros, especificaciones técnicas basadas en el estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) 61850, para la automatización de subestaciones eléctricas de potencia nuevas, así como ampliaciones y modernizaciones de las instalaciones de la RNT. Asimismo, para procurar la ciberseguridad y seguridad de la información en sus instalaciones cuenta, entre otros, con las siguientes acciones:

- Aplicación de mecanismos basados en redes virtuales.
- Instalación y configuración de cortafuegos (firewall).
- Aplicación de políticas de seguridad.
- Configuración de permisos de acceso a personal autorizado.
- Aplicación de equipos de seguridad de datos.
- Configuración de puertos lógicos.
- Configuración de procesos permitidos.
- Registro histórico de datos y reportes.
- Protocolos de comunicación y pruebas.
- Estandarización e interoperabilidad.
- Modelos de datos.
- Pruebas punto a punto.
- Coordinación con el CENACE para la operación del EMS/SCADA y el registro de bases de datos.
- Designación de personal especializado para control, comunicaciones y protecciones.
- Control del flujo de información.

[66] Para más información consultar los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista.

- Aplicación de especificaciones técnicas de monitoreo y equipos de seguridad en redes.
- Capacitaciones enfocadas en los activos críticos de la RNT.
- Aplicación de un plan de recuperación de desastres en sistemas críticos.
- Aplicación de los Lineamientos del Sistema de Gestión de Seguridad de la Información de la Comisión Federal de Electricidad, Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales.
- Aplicación de los Criterios REI del Código de Red y del Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.

Por todo lo expuesto en este capítulo, resulta necesario reforzar las estrategias para la reducción de las interrupciones en la Red de Subtransmisión y consolidar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión, para una mejora continua en el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, y que este se continúe brindando en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad.

Capítulo Cuatro
Desempeño de las Redes Generales de Distribución

Para garantizar la prestación del servicio público de Distribución de Energía Eléctrica en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de las instalaciones y equipos que componen las RGD, así como de las instalaciones y equipos de los Usuarios Finales. Se establecen los indicadores de disponibilidad, continuidad y calidad, que deben ser observados por el Distribuidor, dichos indicadores también se encuentran incluidos en el artículo 18, apartado 3, de las Disposiciones de la RNT y de las RGD. Esta función está a cargo de la Empresa Productiva Subsidiaria del Estado: CFE Distribución.

Por lo anterior, en este capítulo se presentan los valores estadísticos de cada indicador con respecto al desempeño de la RGD, reportados por CFE Distribución en los últimos siete años. Así, para realizar la evaluación del desempeño de la RNT, la CRE hace uso de estos parámetros.

4.1 Índice de duración promedio de interrupciones en Distribución (SAIDI)

El SAIDI de las RGD, se calcula considerando las interrupciones que superan los cinco minutos de duración y mide la duración promedio de las interrupciones ocurridas en las RGD experimentadas por sus usuarios. Con el propósito de identificar el origen y la presencia de las causas de estos eventos, así como para realizar una evaluación objetiva, es necesario clasificar este índice de la siguiente forma:

I. SAIDI (sin Eventos) considera las causas de interrupción atribuibles al Distribuidor (proceso de operación y mantenimiento). De conformidad con las Disposiciones de la RNT y las RGD, el SAIDI, debe ser menor a 50 minutos por año a nivel nacional.

II. $SAIDI_T$ (con Eventos) considera las causas de interrupción atribuibles al Distribuidor y adicionalmente las ocasionadas por casos fortuitos o de fuerza mayor. De conformidad con las Disposiciones de la RNT y las RGD, el $SAIDI_T$ en este caso, no deberá exceder los 108 minutos en promedio anual a nivel nacional y deberá incluir todas las empresas distribuidoras a nivel nacional.

En la Tabla 20, se muestra la evolución del SAIDI promedio acumulado de las Divisiones de Distribución para el periodo 2016-2022, donde se puede observar la mejoría del indicador en todas las Divisiones de Distribución, por lo cual se puede observar una mejora continua a nivel nacional.

Las mejoras en el indicador se presentaron en mayor grado en las Divisiones de Distribución de Noroeste, Golfo Centro, Valle de México Norte y Sureste, siendo ésta última la de mayor mejoría, en cambio, la División con mejor SAIDI en 2022 fue la de Centro Oriente, mejorando este indicador con respecto al año anterior en el que también fue quien presentó el mejor registro. La División de Distribución Sureste, fue la que presentó el valor más alto de este indicador, siendo la que históricamente ha presentado los valores más altos del índice; esto asociado a su extensión territorial y la infraestructura de la que dispone

Redes Generales de Distribución (2.4- 34.5 KV)

El SAIDI

Aceleró su tasa de crecimiento a partir del mes de junio.

Para más información consulta este vínculo:

CFE Distribución Informe público anual 2022

en zonas que abarcan los estados de Guerrero, Oaxaca, Chiapas y Tabasco. En el año 2022 todas las Divisiones de Distribución presentaron el valor histórico más bajo para el SAIDI.

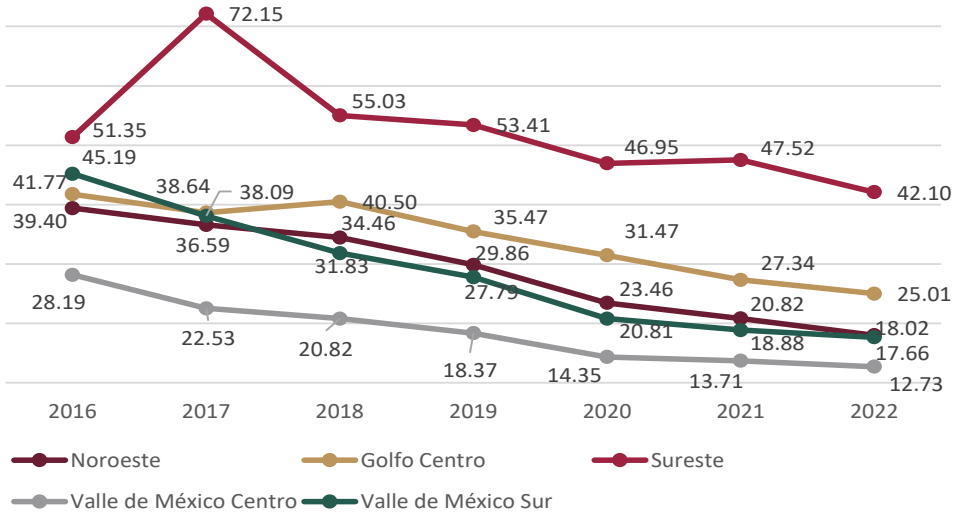
Tabla 20. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2022. [minutos]

No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Tendencia	Variación 21-22 [1]
1	Baja California	23.43	20.82	20.58	21.41	20.72	20.35	20.09		-0.26
2	Noroeste	39.40	36.59	34.46	29.86	23.46	20.82	18.02		-2.80
3	Norte	22.44	20.74	19.22	18.67	17.21	16.70	16.37		-0.33
4	Golfo Norte	30.88	25.01	22.07	19.77	18.98	17.87	17.80		-0.06
5	Golfo Centro	41.77	38.64	40.50	35.47	31.47	27.34	25.01		-2.32
6	Bajío	24.63	23.69	22.48	21.44	19.59	18.00	17.04		-0.96
7	Jalisco	26.84	24.41	23.73	22.44	21.58	19.41	18.32		-1.09
8	Centro Occidente	21.58	19.14	18.94	18.31	16.37	15.55	15.49		-0.06
9	Centro Sur	27.31	26.73	25.77	24.75	20.44	19.15	18.55		-0.60
10	Centro Oriente	18.69	17.63	17.60	17.12	14.72	12.74	11.06		-1.68
11	Oriente	26.64	22.35	26.62	22.17	19.17	16.21	15.68		-0.53
12	Sureste	51.35	72.15	55.03	53.41	46.95	47.52	42.10		-5.42
13	Peninsular	19.12	18.38	19.24	17.24	15.05	14.91	14.63		-0.28
14	Valle de México Norte	30.54	27.67	26.11	25.47	24.39	22.60	20.46		-2.14
15	Valle de México Centro	28.19	22.53	20.82	18.37	14.35	13.71	12.73		-0.98
16	Valle de México Sur	45.19	38.09	31.83	27.79	20.81	18.88	17.66		-1.22

[1] La disminución del indicador representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

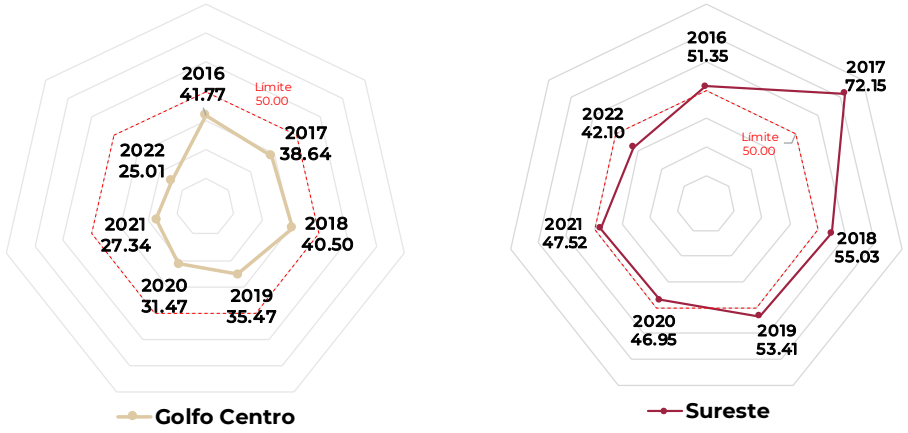
Por su parte, los mejores resultados que las divisiones han presentado con respecto a su inicio y valor más alto, han ocurrido en las divisiones Valle de México Sur, Noroeste, Golfo Centro y Valle de México Centro, Siendo la División Sureste, la que ha mostrado mayor disminución en este índice con base a su punto más alto el cual se presentó en el año 2017, siendo esta misma División la que ha tenido el índice promedio más alto, seguida de Golfo Centro, por el contrario las más bajas han sido Centro Occidente y Peninsular.

Figura 49. SAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las Divisiones con mayor mejoría mostrada. [minutos promedio]



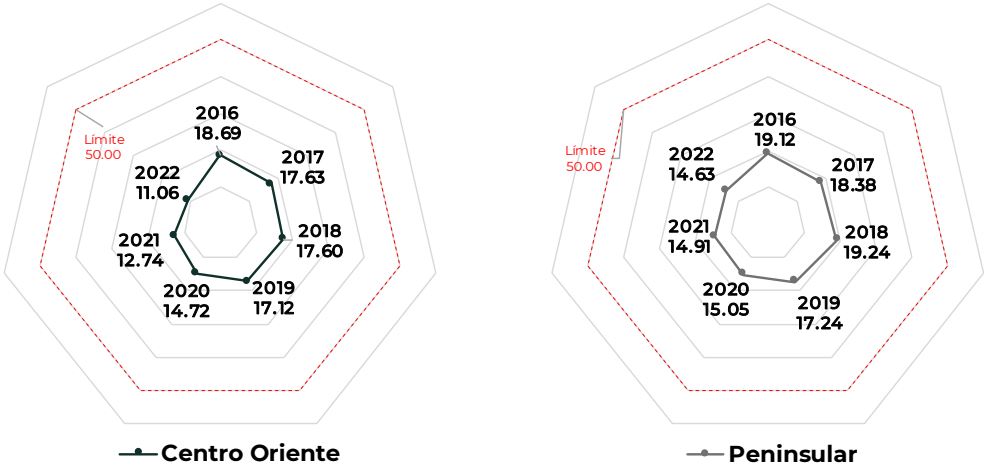
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución

Figura 50. SAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más alto en el periodo de los años 2016-2022. [minutos promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución

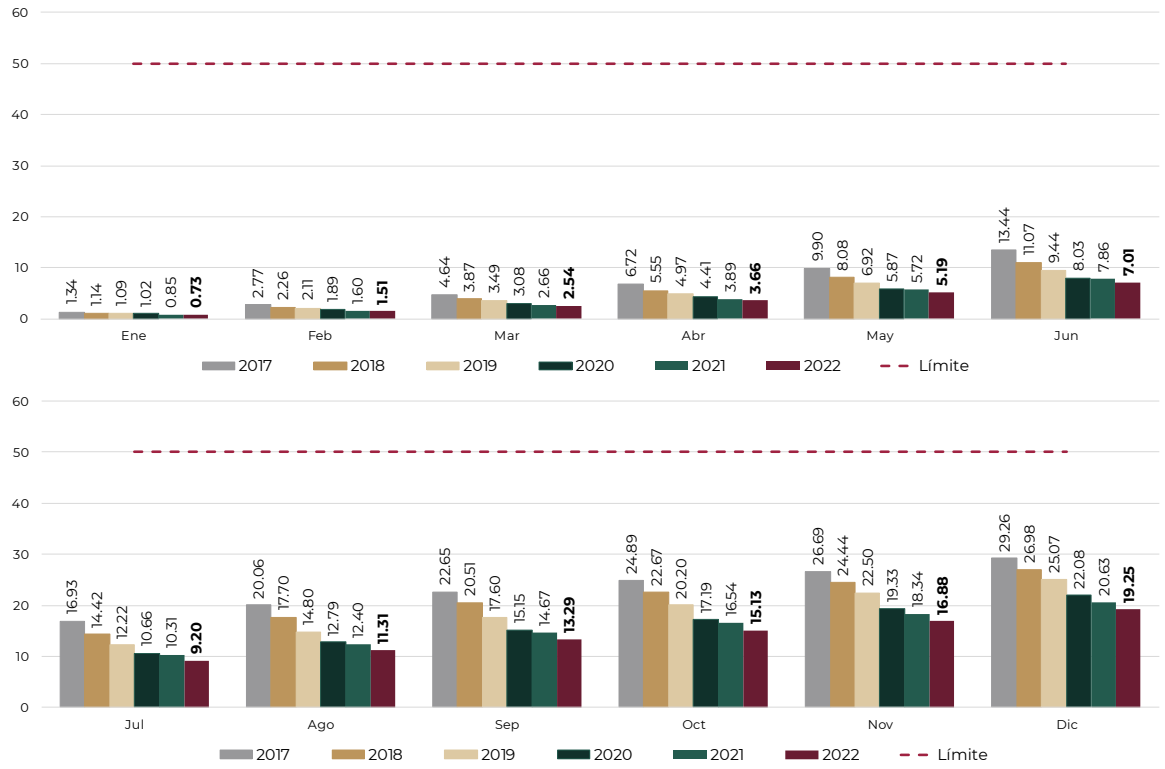
Figura 51. SAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más bajo en el periodo de los años 2016-2022. [minutos promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución

Al respecto, la Figura 49 muestra el valor del acumulado anual del SAIDI con base mensual derivado de causas asociadas al distribuidor en las RGD, el cual ha presentado mejora desde lo registrado entre el año 2017 y el 2021. El indicador continúa en cumplimiento respecto a la meta establecida con un margen mayor al del 50%. Así mismo, este año cerró con un promedio de 19.25, mejorado así su meta establecida en el año anterior, por lo cual, se observa una mejora constante, la cual también se puede observar de forma mensual.

Figura 52. Acumulado anual de SAIDI en las RGD con base mensual, 2017 – 2022. [minutos].

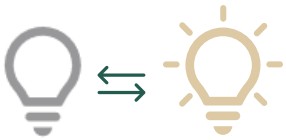


Fuente: Elaborada por la CRE con información de CFE Distribución.

La extensión y desarrollo de las RGD las hace susceptibles a diferentes eventos desde operativos y de mantenimiento hasta de fuerza mayor y fortuitos, si bien no todos culminan en una interrupción, representan una cantidad mucho mayor que los suscitados en la RNT, pero de menor impacto en cuanto a la magnitud de las afectaciones.

4.2 Índice de frecuencia promedio de interrupciones en Distribución (SAIFI)

El índice SAIFI, representa la cantidad de interrupciones promedio que un usuario final experimenta en un periodo determinado derivado de fallas o libranzas en las RGD, el objetivo del índice es evaluar la eficacia en la operación y mantenimiento de las RGD. El SAIFI se evalúa considerando interrupciones superiores a cinco minutos por causas atribuibles al proceso de operación y mantenimiento de las RGD. En la Tabla 21 se indica el SAIFI promedio anual correspondiente a cada División de Distribución, considerando las causas atribuibles a la operación y mantenimiento de las RGD, para el periodo 2016-2022, a su vez se muestra la variación del SAIFI con respecto del año anterior.



El SAIFI

Aceleró su tasa de crecimiento a partir del mes de julio.

Para este caso el SAIFI no debe ser mayor a 0.94 interrupciones promedio anual por usuario final a nivel nacional, por otra parte, si se consideran las causas atribuibles a casos fortuito o de fuerza mayor, no deberá exceder de 1.52 interrupciones promedio anual por usuario final incluyendo todas las empresas Distribuidoras a nivel nacional.

De manera general, el SAIFI en todas las Divisiones de Distribución se mantiene en valores aceptables, indicando en su mayoría una tendencia de reducción en los últimos siete años, apreciándose que en el año 2022 se presenta históricamente el mejor indicador SAIFI en 13 de las 16 Divisiones de Distribución, lo cual representa una mejora de este índice; las Divisiones Golfo Centro y Sureste lo presentaron en el año 2018, mientras que la División Valle de México Sur lo presento en el año 2021, misma que presentó un ligero incremento con respecto al año anterior, indicando un aumento de eventos por usuario. Las Divisiones Baja California, Golfo Norte, Golfo Centro, Bajío, Centro Occidente y Peninsular presentan registros similares al año 2021 con una ligera disminución, la cual en algunos casos es menor a 0.01, por su parte las Divisiones Sureste y Valle de México Sur, presentaron un ligero incremento con respecto a lo presentado en año 2021. La División Oriente, registró el mejor valor de SAIFI, mientras que la División Valle de México Norte registró el valor más alto en 2022.

Para más información consulta este vínculo:

CFE Distribución Informe público anual 2022

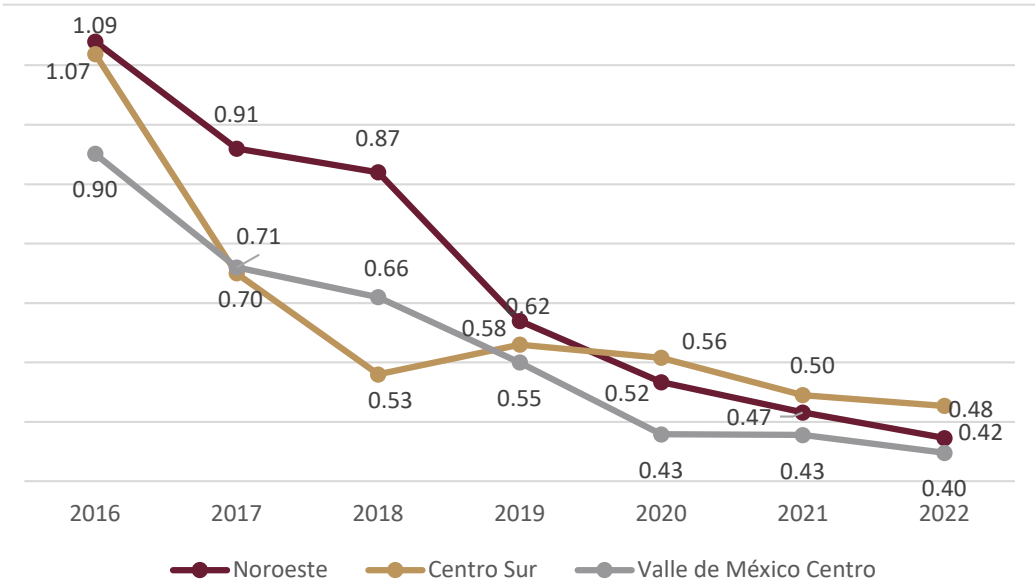
Tabla 21. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2016-2022. [Eventos por usuario]

No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Tendencia	Variación 21-22 [1]
1	Baja California	0.62	0.57	0.54	0.57	0.57	0.54	0.53		0.00
2	Noroeste	1.09	0.91	0.87	0.62	0.52	0.47	0.42		-0.04
3	Norte	0.73	0.58	0.48	0.43	0.42	0.40	0.38		-0.02
4	Golfo Norte	0.62	0.47	0.42	0.38	0.38	0.37	0.36		-0.01
5	Golfo Centro	0.63	0.39	0.35	0.38	0.40	0.42	0.41		-0.01
6	Bajío	0.41	0.39	0.35	0.35	0.33	0.33	0.32		-0.01
7	Jalisco	0.52	0.48	0.46	0.46	0.45	0.43	0.41		-0.02
8	Centro Occidente	0.47	0.40	0.38	0.35	0.35	0.30	0.30		0.00
9	Centro Sur	1.07	0.70	0.53	0.58	0.56	0.50	0.48		-0.02
10	Centro Oriente	0.38	0.34	0.30	0.27	0.32	0.29	0.27		-0.03
11	Oriente	0.54	0.38	0.31	0.33	0.28	0.27	0.23		-0.04
12	Sureste	1.07	0.90	0.61	0.64	0.68	0.62	0.63		0.00
13	Peninsular	0.60	0.53	0.51	0.45	0.43	0.42	0.42		-0.01
14	Valle de México Norte	0.85	0.72	0.72	0.65	0.64	0.63	0.57		-0.07
15	Valle de México Centro	0.90	0.71	0.66	0.55	0.43	0.43	0.40		-0.03
16	Valle de México Sur	0.99	0.86	0.74	0.70	0.58	0.49	0.50		0.01

[1] La disminución del indicador representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

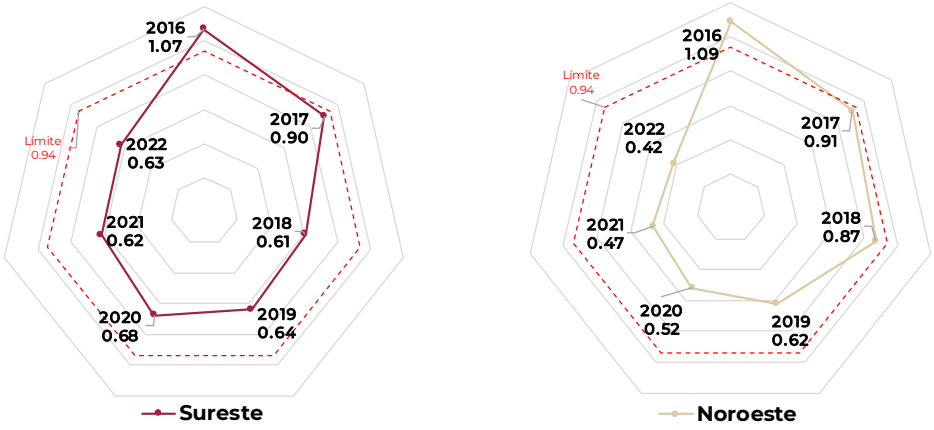
Por su parte, los mejores resultados que las divisiones han presentado con respecto a su valor más alto el cual fue en el 2016, se ha realizado en las divisiones Noroeste, Centro sur y Valle de México Centro, como se muestra en la Figura 53, así mismo las divisiones con promedio histórico más alto han sido la Divisiones Sureste y Noreste de acuerdo con lo mostrado en la Figura 54, siendo estas las más altas en el año 2016 y 2017, en contra parte a las Divisiones Centro Oriente y Oriente quienes han presentado un promedio más bajo, lo cual se puede observar en la Figura 55.

Figura 53. SAIFI 2016 – 2022. Acumulado anual con base mensual de las Divisiones con mayor mejoría mostrada. [minutos promedio].



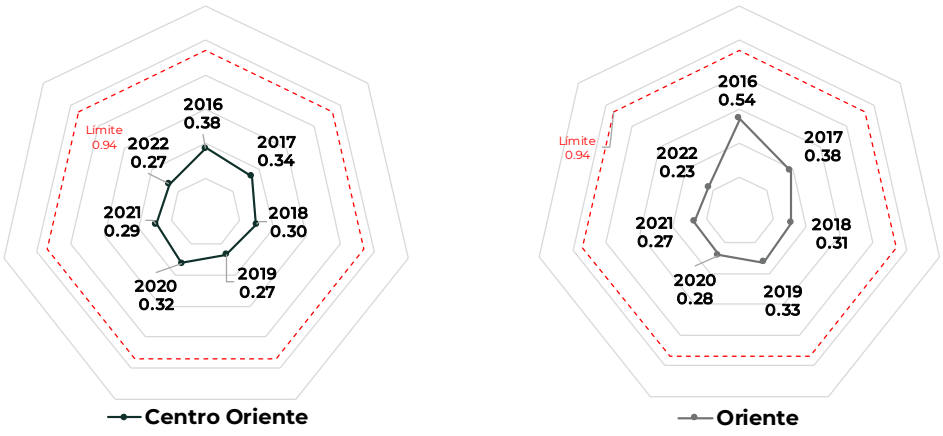
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución

Figura 54. SAIFI 2016 – 2022. Acumulado anual de las divisiones con el promedio más alto, en el periodo de los años 2016-2022. [minutos promedio].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución

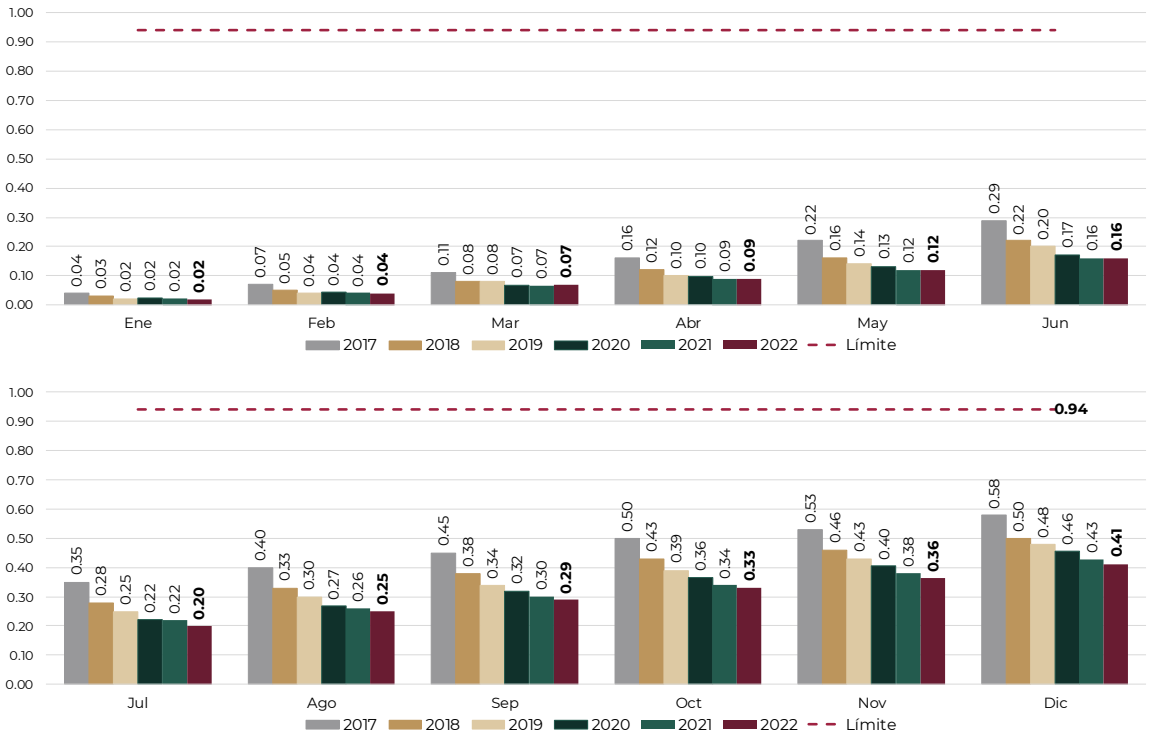
Figura 55. SAIFI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más bajo en el periodo de los años 2016-2022. [minutos promedio].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución

Con respecto al SAIFI a nivel nacional para 2022, registró el valor menor de los últimos seis años reportados lo que indica una disminución de eventos de afectación a usuarios como se puede observar en la Figura 56. Este indicador registró un valor 0.411 interrupciones promedio, con una mejora de 0.016 con respecto al año anterior que fue de 0.427 interrupciones promedio. El indicador continúa en cumplimiento respecto a la meta establecida con un margen de más del 50%.

Figura 56. SAIFI nacional de las RGD, acumulado anual con base mensual, 2017 – 2022. [interrupciones promedio por usuario]



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

4.3 Índice de duración promedio de interrupciones por usuarios en Distribución (CAIDI)

El CAIDI se define como la Duración promedio de las interrupciones individuales del Suministro Eléctrico, a causa del incumplimiento de los criterios establecidos en el Código de Red atribuidas al Transportista o Distribuidor. Deberá calcularse anualmente a nivel nacional y se determinará para cada División de Distribución, es decir, es el índice de duración promedio de interrupciones a los usuarios finales, ante falla de un elemento de las RGD.

Para evaluar el índice, se consideran las interrupciones superiores a cinco minutos. El CAIDI para las causas atribuibles a la operación o mantenimiento, debe ser menor a 53 minutos anuales a nivel nacional, mientras que para causas asociadas a la operación y mantenimiento más las causas de caso fortuito o de fuerza mayor, tiene un valor de referencia de 70.93 minutos en promedio al año, de conformidad con las Disposiciones de la RNT y de las RGD.

La Tabla 22 muestra la evolución del CAIDI por División de Distribución en los últimos siete años con la variación registrada en el último año. La orientación que presenta este indicador ha sido alternativa en su tendencia con respecto a sus valores históricos. En esta tabla se puede apreciar que en el 2022 se presentó el valor histórico más bajo para 5 de las 16 Divisiones de Distribución, 8 de ellas el valor histórico más bajo se presentó en el 2016, una en el año 2020 y 2 más en el 2021.

La División Valle de México Centro presentó por segundo año consecutivo el mejor CAIDI del periodo histórico reportado que en promedio es el más bajo de los últimos seis años. Por el contrario la División Oriente fue la que registró el valor más alto, superando a la División Sureste que tuvo el valor más alto en 2021. La División Golfo Centro, muestra una mejora en el indicador después de registrar históricamente el promedio más alto. El máximo histórico lo reportó la División Golfo Centro en 2018 y el mínimo histórico se registró en la División Centro Sur en 2016.

En el análisis comparativo entre 2021 y 2022, se observa que el CAIDI en 10 Divisiones de Distribución registró valores menores en el último año; en el caso contrario 6 Divisiones reportaron incrementos.

Las Divisiones Sureste, Golfo Centro y Valle de México Sur reportaron los mayores decrementos de CAIDI en 2022, mientras que la División Oriente registro un incremento significativo.

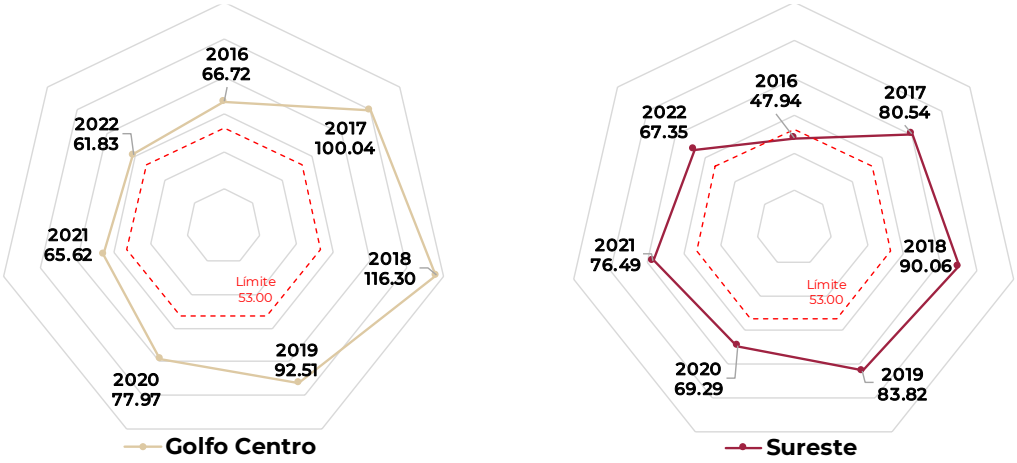
Tabla 22. CAIDI Acumulado por División de Distribución de las RGD, 2016-2021. [minutos por usuario]

No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Tendencia	Variación 21-22 [1]
1	Baja California	37.63	36.71	38.24	37.36	36.62	38.08	37.74		-0.34
2	Noroeste	36.16	40.20	39.73	48.59	45.40	44.70	42.56		-2.14
3	Norte	30.61	35.69	39.73	43.38	40.65	41.68	42.66		0.98
4	Golfo Norte	49.54	53.74	52.64	51.50	49.70	48.59	49.78		1.19
5	Golfo Centro	66.72	100.04	116.30	92.51	77.97	65.62	61.83		-3.80
6	Bajío	60.40	60.70	64.42	61.23	59.21	55.06	53.09		-1.97
7	Jalisco	51.42	50.74	51.16	48.45	47.49	44.74	44.45		-0.30
8	Centro Occidente	46.38	48.07	49.39	52.89	47.40	51.11	51.55		0.45
9	Centro Sur	25.54	38.08	48.33	42.52	36.61	38.72	38.88		0.16
10	Centro Oriente	49.81	52.43	59.36	63.47	45.65	43.49	41.19		-2.29
11	Oriente	48.97	59.06	84.97	66.99	67.62	59.72	67.94		8.22
12	Sureste	47.94	80.54	90.06	83.82	69.29	76.49	67.35		-9.14
13	Peninsular	31.94	35.03	38.10	38.44	35.38	35.35	35.15		-0.20
14	Valle de México Norte	36.04	38.19	36.54	39.48	38.33	35.63	35.96		0.34
15	Valle de México Centro	31.27	31.56	31.77	33.65	33.42	32.02	31.96		-0.06
16	Valle de México Sur	45.78	44.38	42.78	39.73	36.08	38.55	35.07		-3.48

[1] La disminución del indicador representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

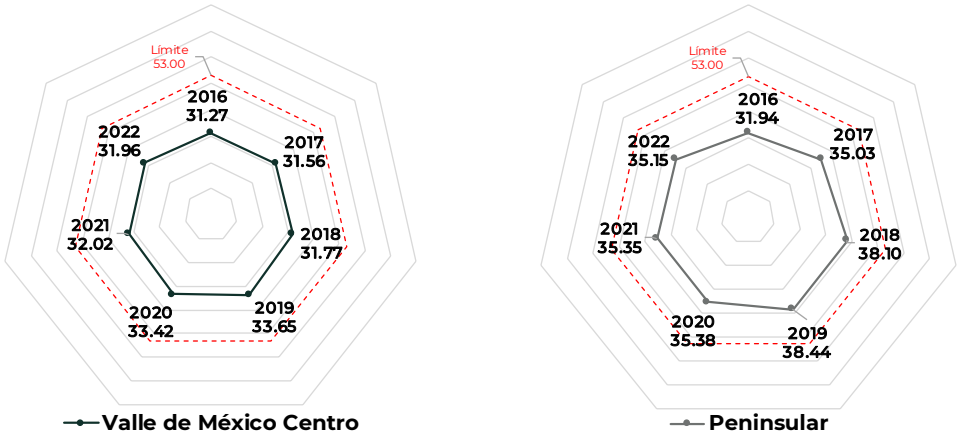
Así mismo, las divisiones que han presentado el índice promedio más alto, es la División Golfo Centro seguida de Sureste, en la Figura 57 se puede observar su comportamiento, destacando que su mayor nivel fue en el año 2018 para ambas, por su parte las Divisiones con el índice más bajo han sido Valle de México Centro y Peninsular (ver figura 58).

Figura 57. CAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más alto, en el periodo de los años 2016-2022. [minutos por usuario].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

Figura 58. CAIDI 2016 – 2022. Acumulado anual de las dos divisiones con el promedio más bajo, en el periodo de los años 2016-2022. [minutos por usuario].



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

Con base en lo reportado en las Divisiones de Distribución, el CAIDI nacional registrado mensualmente de forma acumulada, cerró 2022 con un valor de 46.84 minutos, mejorando con respecto al año anterior, siendo el menor valor histórico registrado desde 2017. La Figura 59 muestra la evolución mensual del CAIDI nacional acumulado para el periodo 2017-2022. El indicador continúa en cumplimiento respecto a la meta establecida a nivel nacional.

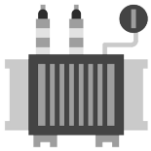
Figura 59. CAIDI nacional de las RGD, acumulado mensual, 2017-2022. [minutos por usuario]

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

4.4 Compensación de potencia reactiva.

El promedio de cumplimiento nacional anual, con base mensual de compensación de potencia reactiva fue **89.77%**.

Con la finalidad de optimizar la utilización de las RGD, el Distribuidor debe vigilar y controlar el flujo de potencia reactiva que circula en la red. Para lograr lo anterior, el Distribuidor está obligado a monitorear el cumplimiento del factor de potencia de los circuitos que componen las RGD, considerando el cumplimiento cuando el promedio de los registros obtenidos evaluados con base mensual y en un intervalo de medición de 10 minutos, es mayor o igual a un factor de potencia de 0.95. El criterio mencionado se debe cumplir en al menos el 80% de los circuitos de las RGD que cuenten con medidor digital, en cada una de las zonas de distribución. Para la medición del factor de potencia, el Distribuidor debe contar al menos el 75 % de infraestructura requerida para su medición en los interruptores de los circuitos de media tensión.



Como se puede observar en la siguiente tabla, en el año 2016, en seis de las 16 Divisiones de Distribución se reportó un bajo cumplimiento del factor de potencia, mejorando en 2017 al presentar solo tres de ellas un valor de cumplimiento inferior al mínimo establecido. Para 2018, sólo dos de las Divisiones se encontraron por debajo del 80%, en 2019 sólo quedó la División Bajío, a partir del año 2020 todas las Divisiones de Distribución se encuentran dentro de la meta establecida, mostrando una mejoría en el factor de potencia en casi todas las Divisiones de Distribución, en este año la División Centro Oriente muestra una disminución en su porcentaje, así mismo las divisiones Sureste y Norte muestran una ligera disminución, teniendo su mejor registro en 2021, mientras que la división Centro Oriente tuvo su mejor registro en el año 2018. Por lo antes descrito se puede observar que se está trabajando sobre los circuitos de las RGD en los últimos años para seguir mejorando en este indicador. La Tabla 23 muestra la evolución del cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de las RGD en los últimos seis años.

La División que mayor cumplimiento reportó en 2022 fue la Centro Occidente con 95.71% quien repitió nuevamente como la mejor por tercer año consecutivo. Se observa que en año 2022, 9 de las 16 Divisiones de distribución tienen un porcentaje de cumplimiento arriba del 90% y las otras 7 Divisiones de Distribución se ubicaron entre el 80% y 90% de cumplimiento, siendo la División de Distribución de Valle de México Centro la que presentó el valor más bajo con 82.78% mostrando una ligera mejoría con respecto al año 2021 en el cual tuvo un porcentaje de 82.07%.

Trece de las Divisiones de Distribución presentaron una variación creciente en el valor de este indicador en comparación con el año previo, salvo las Divisiones Centro Oriente, Sureste y Norte. En 2022 se registró el mayor valor promedio histórico para 11 de las 16 Divisiones de Distribución; en el año 2021 lo tuvieron su mejor registro las Divisiones Norte y Sureste, en el año 2018 las Divisiones Centro Oriente y Valle de México Sur y en el año 2016 la División Valle de México Centro.

Tabla 23. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2022 [porcentaje de circuitos, promedio anual]

No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Tendencia	Variación 21-22 [1]
1	Baja California	89.00	88.58	88.68	87.19	89.45	90.18	92.03		1.85
2	Noroeste	83.00	86.09	81.89	85.80	89.97	91.38	92.84		1.46
3	Norte	64.00	74.06	83.26	82.07	82.72	84.07	83.86		-0.21
4	Golfo Norte	82.00	82.87	83.39	82.92	85.64	88.29	89.56		1.27
5	Golfo Centro	75.00	82.54	82.86	83.62	82.81	85.18	87.92		2.74
6	Bajío	63.00	76.89	74.50	76.86	80.16	83.40	84.85		1.45
7	Jalisco	88.00	88.29	87.41	87.73	90.57	91.64	92.93		1.30
8	Centro Occidente	72.00	85.61	89.92	91.78	93.25	94.56	95.71		1.15
9	Centro Sur	85.00	89.13	91.75	93.10	92.73	93.53	94.16		0.62
10	Centro Oriente	85.00	89.18	90.70	84.84	86.34	88.43	85.08		-3.36
11	Oriente	74.00	82.83	87.96	86.71	86.26	89.84	90.20		0.36
12	Sureste	88.00	87.73	86.21	84.90	88.49	90.98	90.49		-0.48
13	Peninsular	79.00	83.09	84.37	84.53	88.71	90.18	91.90		1.72
14	Valle de México Norte	86.00	87.44	87.28	88.09	86.73	87.27	88.48		1.21
15	Valle de México Centro	86.00	79.24	78.35	84.86	82.18	82.07	82.78		0.70
16	Valle de México Sur	91.00	92.93	93.85	91.97	92.77	92.93	92.98		0.05

[1] Para este indicador un incremento del valor representa una mejora, el mínimo esperado es de 80.0%.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

4.5 Porcentaje de Cumplimiento de Variaciones de Tensión (PCVT).

La prestación del Servicio Público de Distribución de Energía eléctrica deberá realizarse considerando el correcto funcionamiento e integridad de las RGD, de acuerdo con un determinado rango de tensión, dentro del cual el Distribuidor deberá proporcionar el suministro, para que los equipos y dispositivos del usuario final operen adecuadamente, sin afectar sus características de diseño. Los límites de variación de tensión aplicables a las barras de las subestaciones[67] de las RGD (Nodos de Calidad), para el periodo que se reporta, son los siguientes:

[67] En el lado de Media Tensión de las subestaciones eléctricas de Alta a Media Tensión

Tabla 24. Rangos de tensión de operación en Estado Operativo Normal para las RGD.

Tensión nominal	Tensión de operación máxima	Tensión de operación mínima
34.5	5%	-5%
23.0	5%	-5%
13.8	5%	-5%

Fuente: Elaborada por la CRE con información del Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN del Código de Red (RES/550/2021).

El promedio de cumplimiento nacional anual, con base mensual de Variaciones de Tensión fue **99.36%**.

Conforme a las DACG de Transmisión y Distribución, el Distribuidor deberá cumplir con el rango de tensión de operación en al menos el 90 % de los Nodos de Calidad. El PCVT se calcula a través del promedio de los registros de medición de 10 minutos y obteniendo la relación de los Nodos de Calidad que se encuentran en cumplimiento del rango establecido respecto al número total de Nodos de Calidad evaluados.

La Tabla 25 muestra la evolución del PCVT promedio anual con base mensual de los Nodos de Calidad de las RGD en los últimos seis años. Durante el histórico registrado en este porcentaje de cumplimiento se observa que su tendencia ha sido alterna. La División Valle de México Centro es la que presenta el mejor porcentaje de cumplimiento reportado durante el año 2022, siendo esta la que ha mantenido el promedio histórico más alto, repitiendo esta posición desde el año 2018, en cambio, la División Centro Oriente es la que registró el valor más bajo, similar a lo presentado durante el año 2021, siendo la División Oriente la que históricamente presenta el promedio más bajo durante los seis años registrados, como se menciona anteriormente este porcentaje es altamente alternado, por lo que a excepción de la ya mencionada División Valle de México Centro, las demás divisiones han presentado sus máximos históricos de la siguiente manera: cuatro presentaron en el año 2022, seis en el año 2021, dos más en el año 2020, uno en el 2019, uno en el 2018 y uno más en el 2017, sin embargo, de manera general se observan condiciones favorables para la tensión de suministro en todas las Divisiones de Distribución, ya que todas han cumplido con el valor en el intervalo de la tensión de operación mínimo requerido en sus nodos, comportamiento asociado en parte por la ejecución de los proyectos descritos en el numeral 4.6.

Tabla 25. PCVT por División de Distribución, 2017-2022 [porcentaje de Nodos de Calidad en cumplimiento, promedio anual con base mensual]

No.	División de distribución	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Tendencia	Variación 21-22 [1]
1	Baja California	99.53	99.93	99.54	99.60	98.30	99.69		1.39
2	Noroeste	99.66	99.53	99.43	99.91	99.37	99.76		0.39
3	Norte	99.88	99.88	99.75	99.79	99.95	99.81		-0.13
4	Golfo Norte	99.36	99.05	99.14	99.21	99.55	99.51		-0.04
5	Golfo Centro	99.37	99.20	98.26	97.98	99.08	99.57		0.49
6	Bajío	99.27	96.55	95.83	97.93	98.87	98.70		-0.17
7	Jalisco	99.44	98.96	99.04	99.33	99.57	99.51		-0.05
8	Centro Occidente	99.40	99.60	99.86	99.81	99.82	99.75		-0.06
9	Centro Sur	98.51	99.03	98.65	99.04	99.75	99.50		-0.25
10	Centro Oriente	98.79	98.43	97.49	99.57	97.86	97.86		0.00
11	Oriente	97.19	98.16	94.90	95.99	98.54	98.22		-0.32
12	Sureste	98.34	99.17	97.81	97.83	99.13	99.28		0.16
13	Peninsular	99.24	99.16	97.38	98.91	99.35	99.67		0.32
14	Valle de México Norte	98.51	98.77	99.43	99.75	99.39	99.78		0.39
15	Valle de México Centro	99.76	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00		0.00
16	Valle de México Sur	99.26	99.79	99.52	99.72	100.00	99.73		-0.27

[1] Para éste indicador un incremento del valor representa una mejora, el mínimo esperado es de 90.0%.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

Figura 60. Mapa de las Divisiones de Distribución.

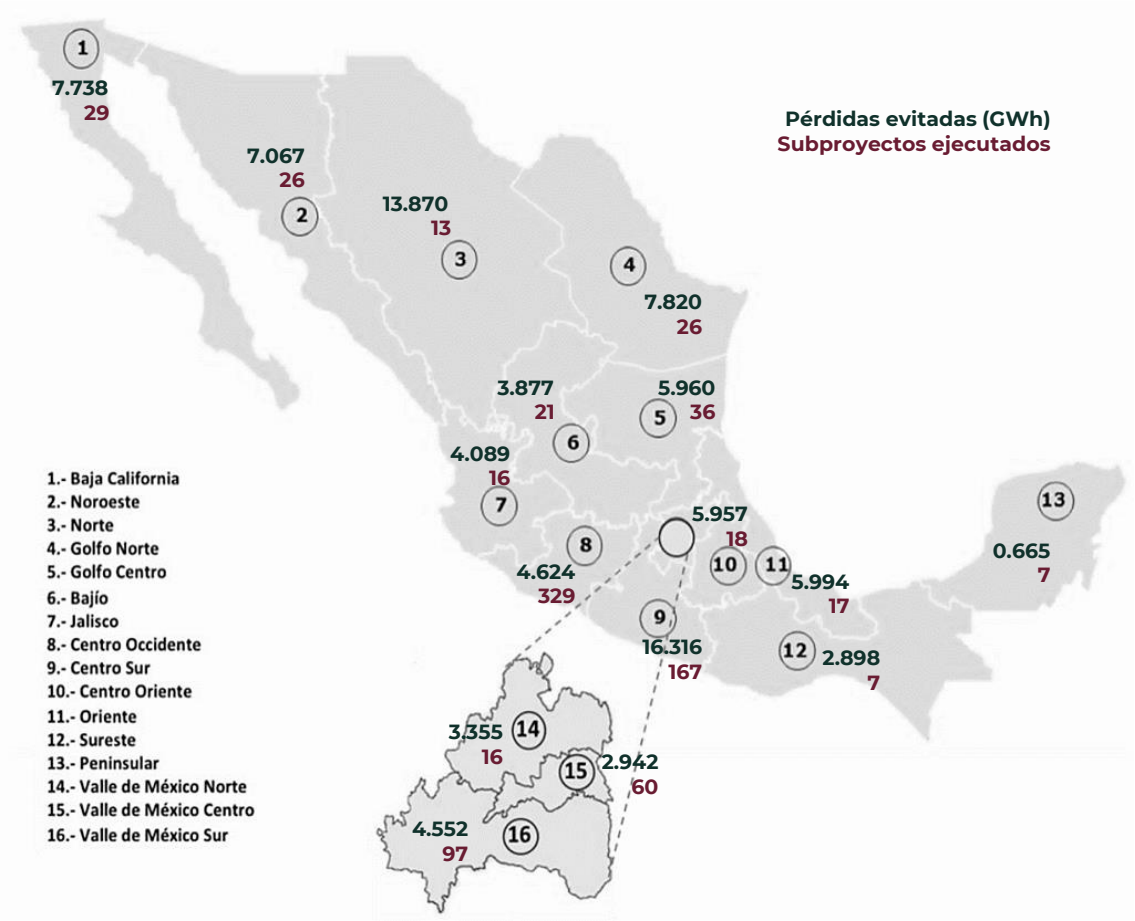
Fuente: PAMRGD 2023 – 2037, elaborado por CFE Distribución.

4.6 Proyectos de Ampliación y Modernización de las RGD

Para el 2022, se encontraba programada la ejecución de 15 proyectos en las Redes Generales de Distribución, de los cuales, 6 reportaron avances en su desarrollo:[68, 69 y 70]

- Programa para el incremento de la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas técnicas (ver Figura 61).

Figura 61. Pérdidas evitadas (GWh) y subproyectos ejecutados por División de Distribución en 2022.



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

[68] CFE Distribución. Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de las RGD. Actualización 31 de diciembre de 2022.
[69] Para más información consultar los Programas de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución.
[70] Los 9 proyectos restantes no obtuvieron asignación de recursos de inversión en el año 2022, los cuales son: Regularización de colonias populares (no obstante, se reportó la realización de obras en las Divisiones Norte, Valle de México Norte y Centro Sur con recursos propios), Modernización de interruptores de media tensión de subestaciones de distribución, Modernización de transformadores de media a baja tensión de las RGD, Confiabilidad y calidad de las RGD, Calidad de la energía de las RGD, Escalamiento de la medición a infraestructura de medición avanzada, Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM, Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD y Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de distribución.

Este programa incluye los siguientes subproyectos:

- 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.
- Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva.
- Recalibración de circuitos de media tensión.
- Construcción de nuevos circuitos de media tensión.
- Cambio de tensión de circuitos de media tensión.
- Plan de crecimiento y reordenamiento de las RGD.

En total se concluyeron 885 subproyectos con los que se evitan 97.72 GWh de pérdidas técnicas asociados a la implementación de este programa en 2022.

- Programa para la adquisición de acometidas y medidores de distribución (ver Figura 62).

Figura 62. Medidores y acometidas adquiridos por División de Distribución en 2022.

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

En total se adquirieron 28,404 km de acometidas y 2.819 millones de medidores con la implementación de este programa en 2022.

- Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT). En 2022, se reemplazaron 4 transformadores de alta a media tensión (110 MVA), 2 de la División Baja California, 1 de la División Golfo Norte y 1 de la División Centro Occidente.
- Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres. Al cierre de 2022, este proyecto reportó un avance físico del 94%.
- Conexión de la Isla Holbox. Al cierre de 2022, este proyecto reportó un avance físico de 95%.
- Operación remota y automatismo en redes de distribución. En 2022, se instalaron 1,146 equipos de protección y seccionamiento telecontrolados.

Conforme a lo anterior, existen diversos proyectos de infraestructura programados para las RGD, sin embargo, de acuerdo con el Distribuidor, estos han presentado atrasos en su desarrollo, entre otros, por los siguientes motivos:

- Falta de asignación de recursos.
- Desfases entre las metas programadas y la ejecución real lograda.
- Desfases en la entrega de bienes por parte de los proveedores.

4.7 Aspectos de Red Eléctrica Inteligente en las RGD

La utilización e integración de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación en las Redes Generales de Distribución, contribuye a optimizar el desempeño del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica para la prestación de un suministro eléctrico confiable, seguro y de calidad a los usuarios finales. Este tipo de tecnologías, pueden incluir, además de la infraestructura de red eléctrica, tecnologías de operación, tecnologías de información y comunicaciones, redes de datos y sistemas de gestión. Por lo anterior, se debe procurar la interoperabilidad, seguridad de la información y ciberseguridad en la implementación y operación de estas tecnologías.

Actualmente, el Distribuidor y las RGD cuentan con elementos de REI, por ejemplo, los equipos de protección y seccionamiento telecontrolados mencionados en el apartado anterior, Unidades Terminales Remotas, SCADA, switches de red, firewall, entre otros equipos de protección, comunicación, control y medición. No obstante, aún existen diversas áreas de las RGD en las que existen o surgen necesidades de implementar elementos de REI.

En este sentido, el Distribuidor para la entrada en operación de subestaciones nuevas y la adquisición y puesta en servicio de infraestructura de tecnologías de información y comunicación, implementa lo establecido en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, así como las

especificaciones técnicas G0100-25 LAN switch capa 2 para subestaciones eléctricas, G0100-11 switch capa 3, G0000-34 Sistema de información y control de estación, G0000-48 Medidores multifunción para sistemas eléctricos, G0000-62 y G1000-65 Esquemas normalizados de protecciones, G0000-74 Unidad terminal remota para subestaciones eléctricas, G0000-81 Características técnicas para relevadores, L0000-70 Calidad de la energía, V6700-55 y V6700-62 sistemas y tableros de control, protección y medición.

Asimismo, para procurar la ciberseguridad y seguridad de la información en sus instalaciones, el Distribuidor cuenta, entre otros, con las siguientes acciones:

- Separación de las redes de tecnologías operativas y tecnologías de la información.
- Aplicación de mecanismos de atención a incidentes.
- Validación de usuarios.
- Aplicación de mecanismos de recuperación de información.
- Aplicación de un Modelo de gestión de seguridad de la información, respecto a la identificación de estructuras críticas y activos clave del sistema eléctrico de distribución.
- Aplicación de mecanismos de administración de riesgos.
- Fomento a la cultura de seguridad de la información.
- Aplicación de proyectos de infraestructura.
- Aplicación de los Criterios REI del Código de Red y del Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Coordinación con el CENACE para nuevas Interconexiones y Conexiones.
- Aplicación de los Lineamientos del Sistema de Gestión de Seguridad de la Información de la Comisión Federal de Electricidad, Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales

Por todo lo expuesto en este capítulo, resulta necesario consolidar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución, para una mejora continua en el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, y que este se continúe brindando en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad.

Capítulo Cinco.
Conclusiones

5

El SEN aporta desarrollo a la sociedad y brinda un servicio público único por su utilidad, extensión y disponibilidad. Mantenerlo operando de manera eficiente, confiable, continua y segura, facilitarán su permanencia y garantizarán la calidad del suministro eléctrico a sus usuarios. La CRE, haciendo uso de sus facultades y atribuciones, analiza la información que describe el desempeño de las funciones sustantivas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica en las UCE, la RNT y las RGD mediante un ejercicio de seguimiento y vigilancia, para brindar un panorama general del sistema que permita la identificación de avances y retos que permitan visualizar sus posibles soluciones.

Del análisis de los índices de desempeño, derivados de sus variables operativas del SEN y establecidos en la regulación vigente, se concluye que el SEN mantuvo sus elementos operando de manera adecuada y dentro de los parámetros aceptables a lo largo de 2022, entendiendo que dichas variables cuentan con un margen operativo de acuerdo con la definición de "nivel adecuado de confiabilidad", que otorga cierta flexibilidad al sistema.

El SEN presenta una problemática persistente en los últimos tres años donde la infraestructura de transmisión ha registrado saturación y congestión recurrentes en los corredores más importantes del SEN. La instrucción de proyectos para la RNT proveerá soluciones en el mediano y largo plazos, pero dependerá de la capacidad de gestión e implementación para su culminación e integración. Es por esta razón que se considera que los tiempos de instrucción, desarrollo e implementación de proyectos debe evolucionar más rápido que las necesidades presentes en el comportamiento de la demanda.

Las mejoras presentes en los indicadores de MRO y cuantificables en la cantidad de estados operativos de los sistemas que componen al SEN, reflejan los esfuerzos del sector, sin embargo, la implementación del protocolo correctivo en el SIBC persiste de forma recurrente desde 2019, en 2022 también se implementó en el SIBCS. El protocolo correctivo fue previsto como una herramienta auxiliar en situaciones emergentes de capacidad de generación.

SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

Congestión de corredores de transmisión

Como se ha mostrado en el capítulo 3, la RNT presentó saturación y sobrecarga en algunos de sus corredores principales debido a su estructura física, al comportamiento de la demanda, la capacidad disponible de generación y de transmisión, entre otros factores; con este antecedente, los corredores con mayor saturación en 2022 fueron:

- GCR Central. Teotihuacán–Texcoco, en 400 y 230 kV con 108 horas en el límite de su capacidad y LT Texcoco-93T80-Acolman en 230 kV.
- GCR Oriental. Ixtepec Potencia–Juile, en 400 kV con 2,213 horas de operación por arriba de su límite operativo; Grijalva-Tabasco y LT Manuel Moreno Torres-Tabasco en 400 kV con 24.6% del tiempo en por arriba de su límite de EON;
- GCR Occidental. Las Delicias-Querétaro en 230 kV con 227 horas por arriba de su límite de EON, Tepic II–Cerro Blanco en 400 kV con 1 hora por arriba de su límite de EON y Querétaro–Tula en 400 kV con 1 horas por arriba de su límite de EON;
- GCR Noroeste. La compuerta Noroeste (Hermosillo)–SIN con 256 horas en EOA por flujos arriba del límite establecido para EON y la compuerta

Mazatlán Dos–Tepic Dos en 400 kV con 61 horas en EOA por flujo superior al límite de EON;

- GCR Norte. La red de 115 kV de la ZOT Laguna ante un evento de indisponibilidad de generación o la contingencia sencilla en la SE Torreón Sur; Compuerta Norte-Noroeste en 230 kV y 400 kV y la Compuerta Norte-Occidental en 230 kV, con EOA por flujo de potencia superior al límite de EON.
- GCR Noreste. El corredor Champayán-Güémez–Lajas–Huinalá en 400 kV con operación de DAC y un EAR en la Zona Metropolitana de Monterrey; además de los corredores Tamazunchale-Querétaro, Derramadero-Primero de Mayo, Champayán-Altamira, Altamira-Tamós, Frontera-Monterrey, Bravo-Monterrey todos con líneas en 400 kV operando por arriba de sus límites en EON. En el corredor GCR Norte – GCR Noreste con líneas en 400 y 230 kV con 139 horas en EOA en sentido Norte-Noreste y 26.5 horas en EOA en sentido Noreste-Norte.
- GCR Peninsular. Enlace peninsular con el sureste Tabasco Potencia-Escárcega Potencia en 400 kV y las LT entre Escárcega Potencia-Santa Lucía en 230 kV operó 178 horas con un EAR armado por contingencia sencilla y 8,609 horas con EAR por contingencia doble; el enlace Playa del Carmen-Chankanaab con EAR de 34.5 kV ante contingencia sencilla con afectación de carga por EAR todo el año; Enlace Valladolid-Cancún en 400 kV operando con EAR armado 1,245 horas ante contingencia n-1 y 6,655 horas ante contingencia n-2.
- GCR Baja California. En la zona Tijuana-Enlace 230/69 con 2,252 horas en EOA y el Enlace 230/161 con 7 horas y 48 minutos en EOA.

Se observa que los corredores saturados se incrementaron este año, aun cuando existen múltiples proyectos de infraestructura para el SEN, estos han presentado atrasos por procesos y requisitos, particularmente aquellos previos al inicio del desarrollo de los proyectos, los cuales el Transportista ha gestionado, sin embargo, parte de estas actividades dependen de la coordinación y colaboración de diversas entidades de la Administración Pública Federal. En conclusión, se requiere de una sensibilización del proceso de planeación del SEN y los efectos económicos y sociales que se presentan con el retraso de obras a todos los involucrados en los proyectos de ampliación y modernización del sistema.

Disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica

En 2022, la disponibilidad de UCE incrementó ya que el total de salidas de UCE en el SEN fue de 14,495, lo que representó una disminución de 4.3% con respecto a lo registrado en 2021. Esta disponibilidad se asociada a la reducción de salidas de UCE por falla de 4.5% y aquellas cuya causa de salida está relacionada con el combustible, energético principal o sus sistemas de suministro que mostraron una disminución de 6.5%. En el caso del SIN, se

redujo en 4.3% la cantidad de salidas de UCE en todos los rubros, con excepción de las salidas programadas, lo que favoreció su disponibilidad en general. Se concluye que los esfuerzos y coordinación del operador del sistema, aunados a la mejora de los programas de mantenimiento ofrecen resultados positivos en la disponibilidad de UCE.

Margen de Reserva Operativo

Con relación al MRO, determinado por la porción de tiempo que los sistemas que integran al SEN operaron en EON con respecto al tiempo total de operación en 2022, el SIN registró una operación aceptable cercana al 100%, mientras que el SIBC registro valores aceptables debido a la aplicación del protocolo correctivo, sin embargo, en el SIBCS se registraron bajos niveles de reserva operativa aún con la aplicación del protocolo correctivo.

Se concluye que la aplicación fuera de la planeación del protocolo correctivo como regulación emergente puede presentar dificultades en su implementación y exponer al sistema receptor a fluctuaciones de su reserva operativa; su aplicación recurrente puede inhibir el desarrollo de infraestructura de generación firme y la evolución de los sistemas eléctricos en cuestión. Se considera necesario atender el déficit de generación de forma concreta, estableciendo una revisión detallada de los proyectos estratégicos de generación y el estado que guardan con relación a la suficiencia actual de capacidad de generación requerida y con respecto a la evolución de la demanda esperada en el horizonte de corto plazo. Además, se considera necesario analizar bajo las premisas antes expuestas, si la interconexión de los sistemas SIBC y SIBCS al SIN cuentan con viabilidad y explorar la posibilidad de la aplicación de subastas por confiabilidad u otro mecanismo aceptable.

Disturbios

Los disturbios reportados en 2022 atienden las nuevas definiciones del Código de Red, reclasificando su relevancia. La comparación con otros años sólo puede hacerse sobre los totales de disturbios que, en el caso de 2022 el SEN experimentó un total de 13,141 disturbios, esta cifra resultó 4.6% menor al total de 13,779 reportados en 2021. La nueva clasificación provee una mejor resolución al evaluar el impacto de los disturbios, diferenciando los eventos por duración y magnitud en las categorías de afectación de generación y afectación de carga. Los disturbios con afectación de carga en 2022 sumaron 3,322 eventos con una carga afectada anual de 40.85 GWh. Para el periodo 2018-2022, los disturbios en el SEN se han reducido con una tasa media de 5.6% anual.

CALIDAD DE LA ENERGÍA

Sobre el seguimiento a las variables eléctricas de tensión y frecuencia, el SEN registró 177 eventos de desviación de tensión en 2022, los cuales requirieron la aplicación de EPS o EAR y registraron alguna afectación de carga. Esta cifra fue 53.9% mayor que la registrada en 2021, derivada de la cantidad de eventos en la

GCR Oriental en su red de 115 kV y de la GCR Norte que en total suman más del 82% de los eventos del SEN en el año reportado. La problemática de la red de 115 kV en la costa de la GCR Oriental prevalecerá hasta la entrada en operación de obras de ampliación y modernización, además la alta demanda en diferentes regiones de la GCR Norte representa una de las causas de las desviaciones de tensión y hacen evidentes las necesidades de compensación en sus redes.

Por otra parte, en 2022 no se registraron desviaciones de frecuencia en las GCR del SIN, por lo que sólo se muestran los eventos de los sistemas de Baja California Sur y Mulegé, que reportaron una afectación total de 286.6 MW y 180.7 MW, respectivamente.

CONTINUIDAD EN EL SERVICIO

En cuanto a los índices de desempeño de la RNT, en el indicador de IDT de 2022 todas las GRT se encuentran dentro del rango de la meta establecida y con margen de alrededor de dos puntos porcentuales, lo cual es favorable. Para el caso del SAIFI, el índice se mantuvo por debajo de su límite establecido, lo cual refleja una mejora; para el SAIDI, el índice se redujo un 43.31% en comparación con el valor alcanzado el año anterior, sin embargo, por segundo año consecutivo se superó el límite establecido. Para la ENS, en 2022 el valor de esta componente se encontró por debajo del promedio, no obstante, incrementó un 5.6% en comparación con el valor registrado en el 2021. Con los resultados anteriores, se considera necesario reforzar las estrategias para la reducción de las interrupciones en la Red de Subtransmisión y consolidar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión, para una mejora continua en el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, y que este se continúe brindando en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad.

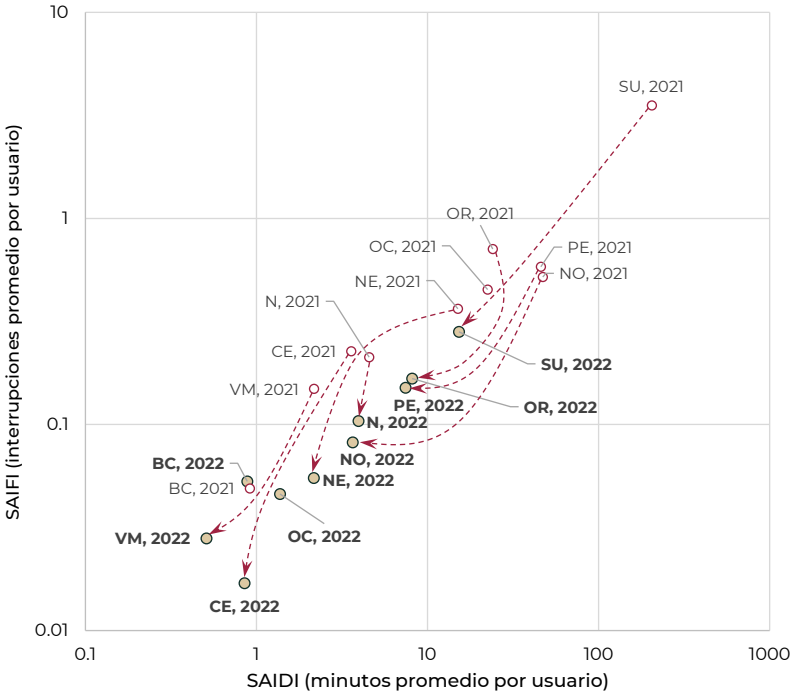
RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

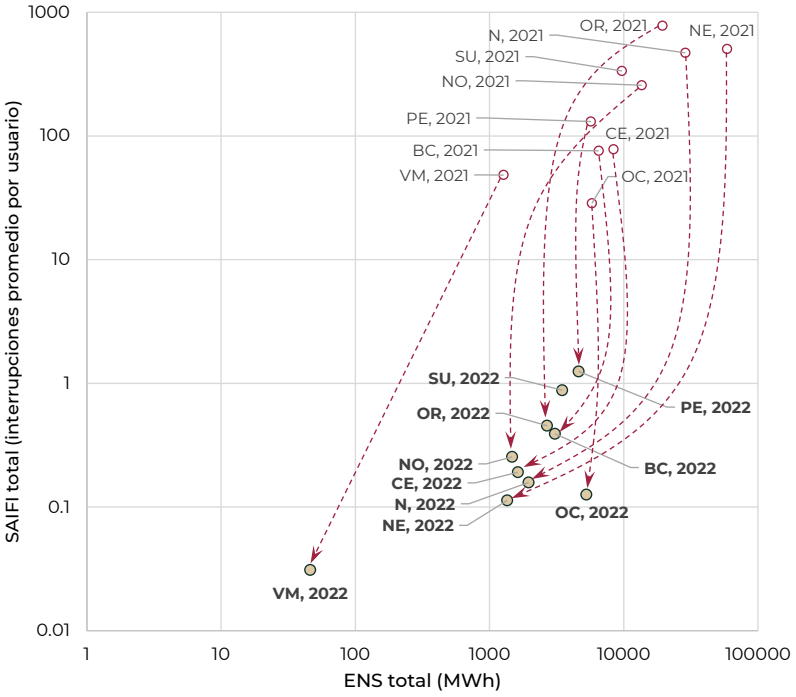
El CENACE, la RNT y las RGD cuentan con elementos de REI, pero existen diversas áreas de oportunidad para su implementación. Actualmente, diversos proyectos de infraestructura instruidos incorporan en sus obras la ampliación o modernización de elementos de FACTS; uno más incluye la modernización de equipo primario de protección, control, comunicaciones y medición de una SE y el proyecto de modernización M17-REI que integra fibra óptica y múltiple infraestructura de red de datos, comunicaciones y EMS/SCADA

De manera general, el SEN reportó avances en diferentes rubros en 2022, aunque continúa enfrentando retos en temas de saturación en las RNT y de proyectos en el proceso de planeación. Resulta evidente la necesidad de revisar y reforzar los mecanismos del proceso de planeación para que la ejecución y término de los proyectos reduzca la brecha de tiempo desde la detección de las necesidades hasta la implementación de soluciones, para lograr un grado aceptable de confiabilidad.

Anexo

Evolución de los índices de la RNT entre 2020 y 2021





Nota: Los desplazamientos hacia la izquierda – abajo representan mejoras. Las trayectorias trazadas son de carácter ilustrativo.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

CRE
COMISIÓN
REGULADORA
DE ENERGÍA

CRE
COMISIÓN
REGULADORA
DE ENERGÍA