Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

2020

CRE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Reporte de Confiabilidad

del

Sistema Eléctrico Nacional

Edición 2020

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, 2020.

Comisión Reguladora de Energía
Unidad de Electricidad
Adolfo López Mateos No.172, Col. 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 citando la fuente.

Resumen ejecutivo

La Comisión Reguladora de Energía, con base en las atribuciones conferidas por la Ley de la Industria Eléctrica para desarrollar y vigilar el cumplimiento del marco regulatorio en materia de Confiabilidad emite el Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2020, siendo el cuarto documento de seguimiento al desempeño del sector eléctrico y los indicadores de las condiciones operativas del Sistema Eléctrico Nacional que permiten conocer su nivel de Confiabilidad.

De la regulación en materia de Confiabilidad emitida por la Comisión, surgen diversos índices que dan seguimiento a los diferentes elementos de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución en los ámbitos de confiabilidad y seguridad, como parte del objetivo de garantizar que el suministro eléctrico en el país sea provisto bajo condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad. De esta manera, el registro y seguimiento de estos índices, permite identificar el comportamiento de los parámetros eléctricos de operación principales como son la tensión y la frecuencia, así como parámetros de servicio como las interrupciones y su duración entre otros; todos ellos coadyuvan en la evaluación de la Calidad del servicio eléctrico y permiten identificar oportunidades de mejora de las redes eléctricas. Además, en términos de Continuidad se analizan los disturbios registrados en el año 2020, clasificados por relevancia, identificando su localización, duración, afectación de carga y sus posibles causas-origen.

Para 2020, el desempeño operativo del SEN se presentó dentro de los parámetros aceptables, con indicadores dentro de los límites y metas establecidos en el Código de Red y las Disposiciones derivadas de la regulación vigente. En este año se presentaron eventos con afectación de carga que impactaron sobre los parámetros de frecuencia y tensión en diferentes regiones del país, los cuáles derivaron en acciones correctivas específicas para asegurar la continuidad del servicio eléctrico y fortalecer la confiabilidad del sistema.

Derivado de la condición de contingencia sanitaria mundial, en nuestro país la demanda de energía se presentó menor a la registrada en 2019. De esta manera, en las 100 horas críticas de 2020, el menor nivel de reserva de generación del SIN se presentó desfasado por más de tres meses hacia el cierre del año y con una reserva de generación tres veces superior al año anterior.

En cuanto a la indisponibilidad de generación, las diferentes zonas de potencia del SEN presentaron un incremento asociado principalmente a salidas de centrales por falla y cumplimiento de programas de mantenimiento, sin embargo, la indisponibilidad por falta de combustible se redujo más del 50%. En 2020, se presentó indisponibilidad de generación por falta de combustóleo en la GCR Central, en el Sistema de Baja California y en el Sistema de Baja California Sur y por falta de carbón en la GCR Noreste,

representando éstas 3.7% de la capacidad indisponible asociada a la falta de combustible en el SEN.

En la Red Nacional de Transmisión, la disponibilidad de los elementos de infraestructura se reportó superior al mínimo de referencia establecido en la regulación, registrando una mejora en 4 de las 9 GRT. Por su parte en las Redes Generales de Distribución, se registró un cumplimiento en compensación reactiva superior al 87% en promedio anual en 2020 superior al registrado el año anterior

A lo largo de 2020, la disponibilidad de Unidades de Centrales Eléctricas (UCE) se vio afectada por diferentes causas, siendo la causa principal la salida forzada por falla. En el SIN, se registraron 7,659 indisponibilidades de unidades de generación de centrales eléctricas, de las cuales 4, 749 salieron de operación por falla, siendo las GCR Noreste, Oriental y Occidental las que registraron la mayor cantidad de salidas por esta causa. En el caso del Sistema de Baja California y el Sistema de Baja California Sur, recurrentemente se registran salidas de UCE por falla y en 2020 registraron un acumulado de 595 indisponibilidades de UCE en ambos sistemas. En relación con 2019, el acumulado de capacidad indisponible en 2020 fue 93.2% mayor; este resultado obedece en parte al incremento de UCE con salidas programadas y con salidas forzadas por mantenimiento.

En cuanto al índice de Margen de Reserva Operativo (MRO), los sistemas que componen al SEN registraron mejoras en 2020 en relación con el año anterior. El SIN presentó un MRO prácticamente de 100% en el año, sólo reducido marginalmente en los meses de agosto a septiembre. En el caso de Baja California Sur se registró una mejora importante en los meses de julio a octubre, corrigiendo el MRO registrado en 2019. Los sistemas de Baja California y Mulegé mantuvieron su MRO prácticamente en 100% a lo largo de 2020. Estos resultados fueron posibles gracias a la contracción de la demanda originada por la contingencia sanitaria, permitiendo aplicar los programas de mantenimiento y la ejecución de acciones complementarias (en particular en el Sistema de Baja California fue posible gracias a la contribución de la aplicación del Protocolo correctivo).

El total de disturbios registrados en el SEN en 2020 fue de 16,054. En los últimos 3 años reportados, este total ha registrado una disminución a una tasa media anual de 1.6%, sin embargo se mantiene en niveles superiores a los registrados en 2017 cuando totalizaron 15,878. Los disturbios de alta y mínima relevancia presentan una tendencia creciente, mientras que los clasificados en media y baja relevancia registran reducciones en los últimos dos años. De acuerdo con las definiciones establecidas en el Código de Red, los eventos meteorológicos, condiciones de riesgo y las condiciones operativas de baja frecuencia, entre otros, son las causas más comunes de disturbios de Alta relevancia mientras que, las afectaciones menores de 10 MW derivadas de disparos transitorios de capacitores, reactores y compensadores estáticos representan las causas principales de los disturbios de mínima relevancia. En el apartado 2.2.4 de este documento se presenta un resumen del disturbio ocurrido en diciembre de 2020 donde se muestra la relevancia de los eventos registrados por su afectación de carga.

Con referencia a las variables eléctricas fundamentales establecidas en el Código de Red, la tensión y la frecuencia, el SEN presentó 56 eventos de desviación de frecuencia con una afectación total de carga de 8,795 MW, en su mayoría registrados en Baja California Sur.

En diciembre de 2020, derivado de un disturbio múltiple registrado en el SIN, todas las GCR del SIN registraron valores de frecuencia por debajo de la banda establecida. Las GCR que presentaron eventos con valores por arriba de la banda de frecuencia fueron las GCR Noroeste, Norte y Noreste también como resultado del mismo disturbio.

En relación con la banda de Tensión establecida, en 2020 se presentaron 92 eventos de desviación de tensión con afectación de carga en el SEN. El total de carga afectada alcanzó 2,203 MW. Del total de ventos de desviación de tensión, la GCR Norte registró 45.6% y la GCR Oriental 41.3% y el 13.1% restante fueron se registraron en las GCR Noreste, Noroeste, Peninsular y Baja California. En las RGD, el índice de desempeño asociado a la compensación de potencia reactiva se mantuvo en valores aceptables con una mejoría general en 11 de las 16 divisiones de distribución.

En 2020, uno de los factores que incidió sobre el comportamiento anual acumulado de los índices de desempeño de la RNT, fue el incremento de los disturbios de alta relevancia y específicamente el evento múltiple suscitado en diciembre, cuando los índices incrementaron sus componentes de casos fortuitos o fuerza mayor y por consecuencia el SAIDI total, el SAIFI total y la ENS. Hasta el mes de noviembre estos índices eran menores a los registrados en 2019. Cabe señalar que el SAIDI, SAIFI y la ENS, atribuible al Transportista, en 2020 presentaron una mejora (disminuyeron) en relación con los valores observados en el 2019.

En el caso de los índices de desempeño de las RGD, en 2020 se registró una mejora generalizada en el SAIDI de todas las divisiones de distribución en relación con 2019 y en su acumulado anual, se reportó el valor más bajo de los últimos 4 años. En el caso del SAIFI, sólo las divisiones Centro Oriente y Sureste presentaron incrementos; aun con estas variaciones, el acumulado anual de SAIFI de las RGD 2020 registró el menor valor de los últimos 4 años reportados. Para el CAIDI, 15 de las 16 divisiones de distribución registraron una mejora en relación con 2019 y sólo la división de distribución Oriente presentó un incremento, aunque se mantiene por debajo de su máximo histórico.

En síntesis, durante 2020, el SEN mantuvo sus parámetros de operación e indicadores de desempeño en niveles aceptables de acuerdo con la regulación vigente, esto debido en gran medida a una reducción de la demanda derivada de la contingencia sanitaria ocasionada por el SARS CoV-2. Sin embargo, el número de disturbios de alta relevancia continua su tendencia de incremento ocasionando Estados Operativos diferentes del Normal afectando los índices de desempeño de la RNT y las RGD. Disminuyó la indisponibilidad de generación asociada al combustible y persiste aquella asociada a las salidas por falla de las CE. Existen varios elementos de análisis que indican que 2020 fue un año atípico, sin embargo, es importante analizar las condiciones que se presentaron y considerarlas en las actividades de planeación y operación del SEN.

Contenido

Capítulo Uno Marco Regulatorio **13**

1.1 Disposiciones Administrativas de Carácter General de Acceso Abierto y prestación del servicio de Transmisión y Distribución 15

1.2 Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red 16

1.3 Protocolo correctivo para que el CENACE gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia 20

1.4 Requisito de adquisición de potencia 21

1.5 Subastas por confiabilidad 22

Capítulo Dos Desempeño del SEN **24**

2.1 Operación del SEN en 2020 27

2.1.1 Margen de Reserva Operativo (MRO) 28

2.1.2 Frecuencia 34

2.1.3 Tensión 38

2.1.4 Indicadores de sustentabilidad 42

2.2 Disturbios en el SEN 44

2.2.1 Estados operativos de Alerta y de Emergencia del SEN 47

2.2.2 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas de las zonas de potencia del SEN, 2020 52

2.2.3 Indisponibilidad de generación por falta de combustible 55

2.2.4 Principales disturbios en el SEN en 2020 57

2.3. Monitoreo del Sistema de Baja California 61

2.3.1 Aplicación del Protocolo Correctivo en el Sistema de Baja California 63

2.3.2 Gestión de la contratación de Potencia 64

2.3.3 Resultados de la Aplicación del Protocolo Correctivo 66

Capítulo Tres Desempeño de la RNT **69**

3.1 Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT 70

3.2 Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI) 73

3.3 Índice de duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI) 76

3.4 Energía no suministrada en la RNT (ENS) 81

3.5 Saturación y sobrecargas en la RNT 83

Capítulo Cuatro Desempeño de las RGD **86**
4.1 Índice de duración promedio de interrupciones de Distribución (SAIDI) 88
4.2 Índice de frecuencia promedio de interrupciones en Distribución (SAIFI) 90
4.3 Índice de duración promedio de interrupciones por usuario en Distribución (CAIDI) 92
4.4 Compensación de potencia reactiva 94
Anexos **96**

Índice de figuras

Figura 1. Eventos de desviación de frecuencia por sistema con afectación de carga, 2020. Número de eventos y afectación en MW. 36
Figura 2. Valores de frecuencia máxima y mínima registradas en las GCR que integran el SIN, 2020. 37
Figura 3. Valores de frecuencia máxima y mínima registradas en los sistemas BCS y Mulegé, 2020. 37
Figura 4. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga por GCR con base trimestral, 2020. Número de eventos y afectación en MW. 39
Figura 5. Valores de Tensión Máxima y Mínima registrados en el SIN por GCR y en el SBCA, 2020. 41
Figura 6. Número de Disturbios en el SEN clasificados por relevancia, 2018-2020. 45
Figura 7. Evolución mensual de los disturbios del SEN por relevancia, 2020. 46
Figura 8. Principales causas de los EOA en el SEN, 2020. 48
Figura 9. Principales causas de los EOA en el SIN, 2020 49
Figura 10. Principales causas de los EOA en el Sistema Baja California, 2020. 49
Figura 11. Principales causas de los Estados Operativos diferentes del Normal (EOA y EOE) en el SEN, 2020. 50
Figura 12 Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el SIN en 2020 por GCR. 51
Figura 13 Salidas de Unidades de Central Eléctrica en los sistemas BCA, BCS y Mulegé, 2020. 52
Figura 14. Fecha y hora del día de la ocurrencia de las 100 horas críticas en el SIN en 2020. 54
Figura 15. Capacidad de generación indisponible en las 100 horas críticas del SIN, 2020. 55
Figura 16. Fecha de entrega de Capacidad y adiciones potencia adquirida asociada al Protocolo Correctivo para el Sistema BCA, 2020 [MW] 65
Figura 17. Disponibilidad de los elementos de transmisión por GRT, 2016-2020. 72
Figura 18. SAIFI atribuible a causas operativas en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2020. [interrupciones Promedio por usuario] 74
Figura 19 Composición del SAIFI Total de la RNT, 2020. [Interrupciones promedio por usuario] 75
Figura 20. SAIFI Total atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016 – 2020. [Interrupciones promedio por usuario] 76
Figura 21. SAIDI por causas atribuibles al transportista en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2020. (duración promedio de las interrupciones por usuario en minutos) 77
Figura 22. Composición del SAIDI Total de la RNT, 2020. [acumulado anual; minutos promedio por usuario] 78

Figura 23. SAIDI Total en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2020 [minutos promedio por usuario] 79
Figura 24. Indicadores SAIFI y SAIDI por causas operativas por GRT, 2019 y 2020. 80
Figura 25. Componentes del indicador de ENS atribuibles a causas operativas y caso fortuito o de fuerza mayor en la RNT, 2016-2020. [MWh] 81
Figura 26. Indicadores SAIFI Total y ENS Total por GRT, 2019 y 2020. 82
Figura 27. Causas de las interrupciones mayores a 5 minutos en la RNT en 2020. 83
Figura 28. Principales corredores de transmisión con saturación, 2020. 85
Figura 29. Acumulado anual de SAIDI en las RGD con base mensual, 2017 – 2020. [minutos] 89
Figura 30. SAIFI nacional de las RGD, acumulado anual con base mensual, 2017 – 2020. 91
Figura 31. CAIDI nacional de las RGD, acumulado mensual, 2017-2020. [minutos por usuario] 93
Figura 32. Mapa de las Divisiones de Distribución. 95

Índice de tablas

Tabla 1. Estado Operativo correspondiente al nivel de Reserva Operativa de los sistemas que integran el SEN. 29
Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2020. 30
Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California, 2016-2020. 31
Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California Sur, 2016-2020. 32
Tabla 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2020. 33
Tabla 6. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2020. 33
Tabla 7. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2020. 42
Tabla 8. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2020 [Ton CO_2/MWh] 43
Tabla 9. Estados Operativos de Alerta y Emergencia ocurridos en el SEN, 2016-2020. 48
Tabla 10. Resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia que integran el SEN, 2016-2020. 54
Tabla 11. Indisponibilidad de capacidad de generación por falta de gas natural en el SIN, SBCA y SEN. 2020 [MW] 56
Tabla 12. Indisponibilidad de capacidad de generación por falta de combustibles en el SIN, SBCA, SBCS y SEN, 2020 [MW]. 57
Tabla 13. Principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación, 2020. 59
Tabla 14. Disturbios que integraron el evento múltiple en el SIN ocurrido el 28 de diciembre de 2020, ordenados por grado de afectación en MWh. 60
Tabla 15. Disponibilidad promedio de los elementos de la Red de Transmisión por GRT, 2016-2020. 71
Tabla 16. Operación con Sobrecarga en Elementos de la RNT por GCR, 2020. [hh:mm:ss] 84
Tabla 17. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2020. [minutos] 89
Tabla 18. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2016-2020. [eventos por usuario] 91
Tabla 19. CAIDI Acumulado por División de Distribución de las RGD, 2016-2020. [minutos por usuario] 93
Tabla 20. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2020 [porcentaje de circuitos, promedio anual] 95
Tabla 21. Anexo 1. Resumen de índices de desempeño en el SEN. 96
Tabla 22. Anexo 2. Índices de desempeño de las RNT y RGD. 97

Nomenclatura y siglas

CAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones por usuario en Distribución
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
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
Disposiciones de la RNT y las RGD	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
DAC	Disparo Automático de Carga
DARC	Disparo Automático de Reactores y Carga
DOF	Diario Oficial de la Federación
EAR	Esquema de Acción Remedial
EOA	Estado Operativo de Alerta
EOE	Estado Operativo de Emergencia
EUA	Estados Unidos de América
GCR	Gerencia de Control Regional
la Comisión	Comisión Reguladora de Energía
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MW	Megawatt ($1x10^6$ watt) [Potencia, flujo energético]
MWh	Megawatt-hora ($1x10^6$ watt-h) [Energía]
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y 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
RGD	Redes Generales de Distribución
RLIE	Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica
RNT	Red Nacional de Transmisión
SAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones
SAIFI	Índice de frecuencia promedio de interrupciones
SBCA	Sistema de Baja California
SBCS	Sistema de Baja California Sur
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TIC	Tecnologías de la Información y Comunicación
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
UCE	Unidad de Central Eléctrica
VENS	Valor de la Energía No Suministrada

1

Capítulo Uno
Marco Regulatorio

En el ejercicio de las facultades conferidas por la Ley de la Industria Eléctrica, la Comisión ha emitido desde 2016 diversos ordenamientos en materia de confiabilidad que son el fundamento del Reporte de confiabilidad del SEN.

El origen de los ordenamientos en materia de confiabilidad se encuentra en los aspectos técnicos operativos del SEN, de la RNT y de las RGD; asimismo, derivado de estos, se encuentran los aspectos técnicos de la operación del MEM.

A lo largo de este capítulo se indican las regulaciones vigentes observadas en materia de confiabilidad durante 2020, necesarias para el correcto desempeño del SEN y del MEM.

Confiabilidad del SEN

Suficiencia y Seguridad de Despacho

Una de las obligaciones establecidas en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) para el Suministro Eléctrico, como servicio público y universal, es ofrecer y prestar este suministro a todo aquél que lo solicite, cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; entendiéndose por Confiabilidad, la habilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la Comisión[1]. Con este antecedente, la regulación emitida por la Comisión en materia de confiabilidad se integra por los siguientes instrumentos:

Regulación

En materia de confiabilidad del SEN

1. Resolución RES/916/2015: Requisito mínimo para adquirir potencia que deberán cumplir los suministradores y usuarios calificados participantes del mercado para asegurar la Confiabilidad (Requisito de adquisición de potencia)[2].
2. Resolución RES/948/2015: 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 (Disposiciones de la RNT y las RGD)[3];
3. Acuerdo A/073/2015: Protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia (Protocolo correctivo)[4];

---

[1] De acuerdo con los artículos 3 fracción X y 4, párrafo segundo, fracción II de la LIE.
[2] Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&fecha=14/01/2016
[3] Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016
[4] Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&fecha=17/02/2016

4. Resolución RES/151/2016: Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (Código de Red)[5];
5. Acuerdo A/020/2018: Criterios que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía, para la adquisición de potencia por medio de Subastas por Confiabilidad y mecanismo de asignación de los costos netos entre las entidades responsables de carga (Subastas por Confiabilidad)[6].

Con esto, se delinean los indicadores de Confiabilidad en la prestación de los servicios públicos de transmisión y distribución y se direcciona al SEN hacia un desarrollo eficiente, de calidad, confiable, continuo, seguro y sustentable.

DACG de Transmisión y Distribución

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

1.1 Disposiciones Administrativas de Carácter General de Acceso Abierto y prestación del servicio de Transmisión y Distribución

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 de las instalaciones y equipos que componen la RNT y las RGD, como de 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

[5] Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016 (primera parte) http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016 (segunda parte)
[6] Liga al Diario Oficial de la Federación: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5531059&fecha=12/07/2018

generales para la prestación del servicio público de transmisión y distribución.

Así, el 16 de febrero de 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (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 estas Disposiciones, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) utilizaba indicadores propios para medir la calidad en el suministro de energía eléctrica a sus clientes. Uno de esos indicadores era el Tiempo de Interrupción por Usuario (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 el índice de duración promedio de interrupciones (SAIDI), el índice de frecuencia promedio de interrupciones (SAIFI) y el Índice de duración promedio de interrupciones por usuario (CAIDI).

1.2 Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red

Código de Red

Criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

El objeto del Código de Red es establecer 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.

Para este fin, la Comisión emitió la resolución RES/151/2016, por la que se expidió el Código de Red, de conformidad con el artículo 12, fracción XXXVII de la LIE, que confiere a la Comisión la facultad de expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, y de acuerdo con el artículo 12, fracción XLII, de la misma Ley que confiere a la Comisión la facultad 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, entre otras consideraciones.

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 (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.

El Código de Red define una serie de características que, en su conjunto, consolidan lo que se denomina un nivel adecuado de Confiabilidad. Esas características están relacionadas con los siguientes objetivos:

- El SEN debe ser controlado de modo que se mantenga en las condiciones normales de operación;
- 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;
- La infraestructura física del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación de sus elementos, fuera de los límites técnicos establecidos;

Objetivos del Código de Red

Desarrollar, mantener, operar, ampliar y modernizar el SEN con requerimientos técnicos operativos para alcanzar y mantener una condición técnica suficiente, capaz de soportar la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa (criterio N-1)

- 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;
- 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;
- 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;
- La conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar negativamente los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;
- 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;
- En general, se debe contribuir a mantener y mejorar el desempeño del SEN y del MEM.

Para el logro de estos objetivos, el Código de Red define los siguientes criterios:

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 en estado operativo normal del SEN; estos buscan asegurar la integridad del SEN, maximizar el tiempo en que éste se encuentre en el Estado Operativo Normal, y minimizando 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 integrantes de la Industria Eléctrica y de la sociedad en general.

Criterios INTG: 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.

Conexión de Centros de Carga. Requerimientos Técnicos

Criterios CONE

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 Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC); y

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

Es de esta forma que el Código de Red establece elementos técnicos regulatorios para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN en beneficio de la nación.

1.3 Protocolo correctivo para que el CENACE gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia

Expedidos mediante el Acuerdo A/073/2015
Protocolos Correctivo y Preventivo

Con fundamento en los artículos 12, fracción XXII y 135 de la LIE, la Comisión 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 asegurar 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, y existían las condiciones suficientes para llevar a cabo un proceso de evaluación competitivo para la contratación de potencia. En este protocolo, la Comisión evaluaba ex-ante que la alternativa, o combinación de alternativas, que presentara el CENACE, representaran 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.

Derogado mediante el Acuerdo A/020/2018
Protocolo preventivo

Protocolo correctivo

Actualmente es aplicado en el Sistema Baja California para garantizar su Reserva de Planeación y Operativa y el suministro a los Usuarios Finales, manteniéndolo en el Estado Operativo Normal

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

De acuerdo con lo anterior, como parte de la mejora regulatoria, la Comisión, 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 antes citado. Por lo anterior, actualmente solo se encuentra vigente el Protocolo correctivo.

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 Comisión estableció el requisito mínimo de potencia 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 (Requisito de adquisición de potencia). 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[7] emitida por la Secretaria de Energía (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:

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

a. La Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima aceptable para el SEN (PENS Máxima),
b. Valor de la Energía No Suministrada (VENS),
c. La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente para el SEN (PENS Eficiente),
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).

Para 2018, la SENER determinó que la PENS Máxima sería de 0.2178%, el VENS de 2,600 dólares por MWh y la PENS Eficiente de 0.0315%.

1.5 Subastas por confiabilidad

El propósito de las subastas por confiabilidad es establecer un mecanismo 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 y cuente con el tiempo necesario para la implementación de dicho proceso. De esta forma, el 12 de julio de 2018 se publicó en el DOF el acuerdo A/020/2018, mediante el cual la Comisión emitió criterios que deberá observar el CENACE, para la adquisición de potencia por medio de subastas por Confiabilidad y mecanismo de asignación de los costos netos entre las entidades responsables de carga. La realización de estas Subastas es de carácter excepcional, evitando que se dupliquen mecanismos que tienen el objetivo de incrementar la capacidad instalada en el SEN como lo son la planeación de largo plazo que se realiza a través del PRODESEN, las subastas de largo plazo y las subastas de mediano plazo.

2

Capítulo Dos
Desempeño del SEN

Como principales responsables del SEN, el CENACE, CFE Transmisión y CFE Distribución están obligados a observar y mantener dentro de sus límites operativos los parámetros de desempeño definidos en el Código de Red, mismos que se verán reflejados en la operación y control físico del SEN. Es a través del seguimiento y monitoreo permanente que se puede dar seguimiento a las metas de confiabilidad del SEN, por lo que la Comisión evalúa su desempeño considerando aspectos esenciales de la operación como son:

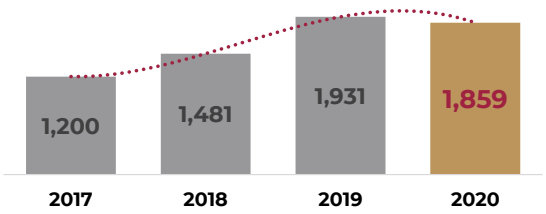
- Margen de reserva operativo,
- Frecuencia,
- Tensión, y
- Sustentabilidad.

En este capítulo se presenta la información de los principales parámetros de desempeño del SEN en 2020 incluyendo un análisis histórico de los últimos cuatro años reportados por el CENACE. Además, se incluye un análisis de los disturbios suscitados en el SEN y de forma particular el monitoreo del Sistema de Baja California.

CENTRO DE GRAVEDAD
PARA OPERACION
CENTRO DE GRAVEDAD
PARA EMBARQUE

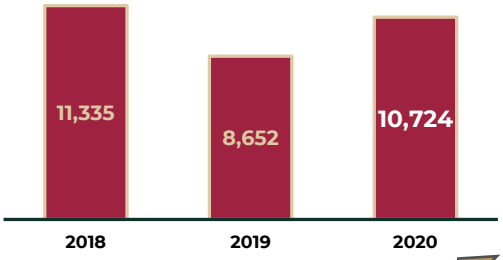
Estados Operativos diferentes al Normal en el SEN en 2020:

1,859

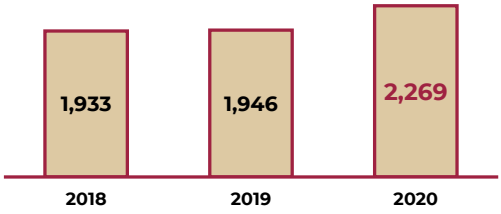


Disturbios en el SEN

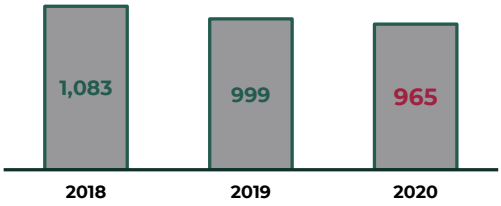
Mínima Relevancia



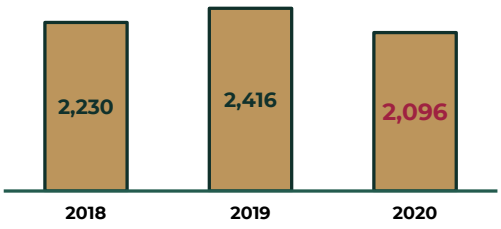
Alta Relevancia



Baja Relevancia



Media Relevancia



2.1 Operación del SEN en 2020

Mes que registró el menor % de tiempo en EON:
Septiembre
80.8%
Mes que registró el mayor % de tiempo en EON:
Junio
93.1%

Tomando como base uno de los objetivos primordiales del Código de Red, que busca maximizar el tiempo en que el SEN se encuentre en Estado Operativo Normal, se establece el seguimiento a los parámetros de Reserva Operativa, Frecuencia y Tensión, así como los disturbios que se presentan en el SEN.

A partir de las definiciones de los estados operativos en los que puede incurrir el SEN durante su operación establecidas en el Código de Red, se muestran a continuación las características que los identifican:

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 y transformación para mantener la seguridad del SEN ante una 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.

El total de Estados Operativos de Alerta en el SEN en 2020:
1,808

II. **Estado Operativo de Alerta (EOA).** En este estado, todas las variables del SEN aún se encuentran dentro de sus límites operativos, sin embargo, en caso de presentarse una contingencia, el SEN puede seguir siendo estable sin la acción de los esquemas de control suplementarios, o bien, se puede conducir al Estado Operativo de Emergencia en el cual el sistema se encuentra en riesgos potenciales de inestabilidad.

El total de Estados Operativos de Emergencia en el SEN en 2020:
51

III. **Estado Operativo de Emergencia (EOE).** En este estado, la ocurrencia de una Contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad y la operación en este estado requiere de la ejecución de acciones remediales.

IV. **Estado Operativo Restaurativo (EOR).** Cuando sea el caso, las islas eléctricas que

permanezcan activas, suministrarán una parte de la demanda total con el equipo operando dentro de sus límites de diseño. En este estado, todos los esfuerzos de control deben estar enfocados a integrar nuevamente el SEN y satisfacer la demanda total en el menor tiempo posible siguiendo lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento que es parte de las Disposiciones Operativas del Código de Red.

2.1.1 Margen de Reserva Operativo (MRO)

Consideradas en las Bases del Mercado Eléctrico[8], la Reserva Operativa (RO) 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 utiliza esta reserva para asegurar la confiabilidad del SEN ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa.

Reserva Operativa (RO)
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.

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. 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. Bajo este contexto, la RO puede expresarse en unidades porcentuales si se refiere a la proporción que guarda dicha reserva comparada con la demanda puntual en un instante determinado. Así,

[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

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 y los sistemas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé. La Tabla 1 muestra los diferentes niveles de RO aplicables para cada sistema dentro del SEN, de acuerdo con su Estado Operativo

Definición del **Estado Operativo** que corresponde a los sistemas que integran el SEN **de acuerdo con su nivel de reserva operativa**

Tabla 1. Estado Operativo correspondiente al nivel de Reserva Operativa de los sistemas que integran el SEN.

Estado operativo	Reserva Operativa	
	SIN	Otros
Normal	RO ≥ 6%	RO ≥ 11%
Alerta	3% ≤ RO < 6%	4% ≤ RO < 11%
Emergencia	RO < 3%	RO < 4%
Restaurativo	N.A.	N.A.

Fuente: Código de Red.

Si durante un periodo de tiempo, un sistema conmuta entre dos o más estados (Operación Normal, en Alerta o en Emergencia) 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 suma de todos los lapsos en EON, representará el tiempo total en donde el sistema operó bajo esa condición.

El índice MRO representa la porción de tiempo que el SEN opera en EON con respecto al tiempo total de operación, expresado en porcentaje

Con esta premisa, 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. Con base en lo anterior, el CENACE tiene una meta operativa que pretende mantener al SEN operando en EON el 95% del tiempo, en un periodo mensual, dentro de los parámetros de reserva operativa.

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. En las tablas 2, 3, 4, 5 y 6 se muestra la evolución mensual del MRO para el SEN y los sistemas que lo integran para el periodo 2016-2019.

Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2020.

	2016	2017	2018	2019	2020	2020 VRL [1]		Histórico 2016-2020			
								Mínimo	Máximo	Diferencia máxima	Veces debajo del límite
Enero	100%	100%	100%	100%	**100%**	5%	▲	100%	100%	0.00%	0
Febrero	100%	100%	99.93%	100%	**100%**	5%	▲	99.93%	100%	0.07%	0
Marzo	100%	100%	100%	100%	**100%**	5%	▲	100%	100%	0.00%	0
Abril	99.72%	100%	100%	100%	**100%**	5%	▲	99.72%	100%	0.28%	0
Mayo	99.73%	98.62%	95.10%	100%	**100%**	5%	▲	95.10%	100%	4.90%	0
Junio	100%	96.63%	98.16%	99.99%	**100%**	5%	▲	96.63%	100%	3.37%	0
Julio	100%	100%	100%	100.00%	**100%**	5%	▲	100.00%	100%	0.00%	0
Agosto	100%	99.98%	100%	100%	**99.97%**	4.97%	▲	99.97%	100%	0.03%	0
Septiembre	100%	99.97%	100%	100%	**99.98%**	4.98%	▲	99.97%	100%	0.03%	0
Octubre	100%	100%	100%	100%	**99.94%**	4.94%	▲	99.94%	100%	0.06%	0
Noviembre	100%	100%	100%	100.00%	**100%**	5%	▲	100.00%	100%	0.00%	0
Diciembre	100%	100%	100%	100%	**100%**	5%	▲	100%	100%	0.00%	0

Nota: Las cifras subrayadas se encuentran redondeadas.
[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO en relación con límite operativo de 95%.
Fuente: Elaborado por la CRE.

El SIN presentó en 2020 un comportamiento aceptable manteniéndose por arriba de 95% y apenas diferente del máximo valor, siendo ya el segundo año consecutivo con un MRO cercano a 100%. Durante los meses de agosto, septiembre y octubre el índice MRO presentó disminuciones por debajo de 0.1% sin implicaciones de confiabilidad para el sistema.

En cuanto al Sistema Baja California, el índice MRO se mantuvo dentro del límite establecido durante todo el año. A diferencia del SIN, este sistema presenta históricamente valores menores y para 2020 registró una reducción en siete meses comparado con el año anterior.

Los índices mostrados en la tabla 3, reflejan su operación coordinada con el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO).

El índice MRO del SIN se ha presentado por arriba del mínimo establecido en el periodo 2016-2020

Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California, 2016-2020.

	2016	2017	2018	2019	2020	2020 VRL [1]		Histórico 2016-2020			
								Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	100%	100%	100%	99.99%	**99.92%**	4.92%	▲	99.92%	100%	0.08%	0
Febrero	100%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Marzo	100%	100%	100%	99.94%	**99.96%**	4.96%	▲	99.94%	100%	0.06%	0
Abril	100%	100%	100%	99.94%	**100%**	5.00%	▲	99.94%	100%	0.06%	0
Mayo	100%	100%	100%	99.99%	**99.84%**	4.84%	▲	99.84%	100%	0.16%	0
Junio	100%	100%	100%	99.95%	**99.90%**	4.90%	▲	99.90%	100%	0.10%	0
Julio	100%	100%	98.03%	99.81%	**99.42%**	4.42%	▲	98.03%	100%	1.97%	0
Agosto	100%	100%	92%	99.87%	**98.72%**	3.72%	▲	92%	100%	7.59%	**1**
Septiembre	98.81%	100%	100%	99.58%	**99.71%**	4.71%	▲	98.81%	100%	1.19%	0
Octubre	100%	100%	100%	99.97%	**99.85%**	4.85%	▲	99.85%	100%	0.15%	0
Noviembre	100%	100%	100%	99.99%	**99.84%**	4.84%	▲	99.84%	100%	0.16%	0
Diciembre	100%	100%	98.28%	99.98%	**99.99%**	4.99%	▲	98.28%	100%	1.72%	0

Nota: Las cifras subrayadas se encuentran redondeadas.
[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO en relación con el límite operativo de 95%.
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

El índice MRO del Sistema Baja California presentó un índice MRO promedio de **99.8% en 2020**

Los meses de julio y agosto presentaron el menor valor del índice de MRO, coincidiendo generalmente con la demanda máxima. Es precisamente el mes de agosto, en el periodo histórico donde se presentó en menor índice MRO del sistema registrando 92% del tiempo de operación en EON.

En 2020, el Sistema Baja California Sur presentó un índice de MRO por arriba de 95%, siendo el mes de agosto el de menor valor con 95.56%. Esto se presenta después de un año con importantes reducciones de RO, donde el índice MRO estuvo cuatro meses debajo del límite establecido.

El índice MRO del Sistema Baja California Sur presentó un índice MRO promedio de **99.1% en 2020**

En la tabla 4 se muestra la evolución del índice MRO en el Sistema Baja California Sur, que al ser un sistema aislado, depende exclusivamente de sus recursos de generación. Las máximas variaciones de MRO se presentan históricamente en los meses de verano, cuando la demanda incrementa asociada a la temperatura ambiente y al consumo predominantemente comercial y de servicios turísticos. La recuperación de este índice obedece a la reducción de la demanda y en gran medida a la incorporación de generación con tecnología turbogás con unidades móviles.

Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California Sur, 2016-2020.

	2016	2017	2018	2019	2020	2020 VRL [1]		Histórico 2016-2020			
								Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	95.81%	100%	100%	100%	**100%**	4.97%	▲	95.81%	100%	4.19%	0
Febrero	97.63%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	97.63%	100%	2.37%	0
Marzo	96.22%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	96.22%	100%	3.78%	0
Abril	96.34%	100%	100%	100%	**100%**	4.98%	▲	96.34%	100%	3.66%	0
Mayo	99%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.00%	100%	1.00%	0
Junio	100%	100%	100%	99%	**100%**	4.86%	▲	99.36%	100%	0.64%	0
Julio	100%	100%	100%	82%	**96.60%**	1.60%	▲	82%	100%	18.03%	**1**
Agosto	100%	100%	100%	74%	**95.56%**	0.56%	▲	74%	100%	25.56%	**1**
Septiembre	100%	100%	95.68%	84%	**98.15%**	3.15%	▲	84%	99.90%	15.87%	**1**
Octubre	100%	100%	98.26%	93%	**98.65%**	3.65%	▲	93%	99.76%	6.78%	**1**
Noviembre	100%	99%	97.59%	98.90%	**100%**	4.88%	▲	97.59%	99.90%	2.31%	0
Diciembre	100%	97.02%	100%	100%	**100%**	4.73%	▲	97.02%	100%	2.98%	0

Nota: Las cifras subrayadas se encuentran redondeadas.
[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO en relación con el límite operativo de 95%.
Fuente: Elaborado por la CRE.

En 2020, el Sistema Mulegé registró sus valores más altos de MRO en todo el periodo histórico manteniéndose prácticamente en su valor máximo en todos los meses. Este pequeño sistema aislado, depende de la generación con tecnología de combustión interna, su demanda máxima incrementó 2.3% de acuerdo con datos del PRODESEN 2021-2035. En la tabla 5 se muestra la evolución del MRO del Sistema Mulegé para el periodo 2016-2020.

De esta manera, el comportamiento promedio del MRO en el SEN se presentó favorable todo el año con mínimas variaciones en los meses de agosto y septiembre. Esta disminución del índice coincide en todos los sistemas y se puede observar en la tabla 6.

El índice MRO del Sistema Mulegé presentó un índice MRO promedio de **100.0% en 2020**

Tabla 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2020.

	2016	2017	2018	2019	2020	2020 VRL [1]		Histórico 2016-2020			
								Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	94%	99.59%	100%	99.88%	**100%**	5.00%	▲	94%	100%	6.18%	**1**
Febrero	98.85%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	98.85%	100%	1.15%	0
Marzo	96.91%	100%	100%	99.61%	**100%**	5.00%	▲	96.91%	100%	3.09%	0
Abril	96.11%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	96.11%	100%	3.89%	0
Mayo	99.46%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	99%	100%	0.54%	0
Junio	96.94%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	96.94%	100%	3.06%	0
Julio	96.77%	99.87%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	96.77%	100%	3.23%	0
Agosto	99.85%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.15%	0
Septiembre	98.39%	100%	99.85%	98.50%	**99.99%**	4.99%	▲	98.39%	100%	1.61%	0
Octubre	99.59%	99.68%	98.15%	100%	**100%**	5.00%	▲	98.15%	100%	1.85%	0
Noviembre	99.61%	99.86%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.39%	0
Diciembre	99.73%	99.71%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.29%	0

Nota: Las cifras subrayadas se encuentran redondeadas.
[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO en relación con el límite operativo de 95%.
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE

Tabla 6. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2020.

	2016	2017	2018	2019	2020	2020 VRL [1]		Histórico 2016-2020			
								Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	97.41%	99.89%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	97.41%	100%	2.59%	0
Febrero	99.12%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.12%	100%	0.88%	0
Marzo	98.28%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	98.28%	100%	1.72%	0
Abril	98.04%	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	98.04%	100%	1.96%	0
Mayo	99.55%	99.63%	98.77%	100%	**100%**	4.99%	▲	98.77%	100%	1.23%	0
Junio	99.21%	99.13%	99.54%	100%	**100%**	4.99%	▲	99.13%	100%	0.87%	0
Julio	99.19%	100%	99.51%	99.84%	**100%**	4.94%	▲	99.19%	100%	0.81%	0
Agosto	100%	100%	98.10%	99.78%	**99.87%**	4.87%	▲	98.10%	100%	1.90%	0
Septiembre	99.28%	100%	98.88%	99.85%	**99.95%**	4.95%	▲	98.88%	100%	1.12%	0
Octubre	99.82%	99.86%	99.10%	100%	**100%**	4.92%	▲	99.10%	100%	0.90%	0
Noviembre	99.88%	99.82%	99.40%	100%	**100%**	4.99%	▲	99.40%	100%	0.60%	0
Diciembre	100%	99.18%	99.57%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.18%	100%	0.82%	0

Nota: Las cifras subrayadas se encuentran redondeadas.
[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO en relación con el límite operativo de 95%.
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE

El índice MRO del SEN promedio: 99.9% en 2020

En 2020 se logró mejorar el índice de MRO en el Sistema Baja California Sur lo que mejoró el índice en el SEN. El nivel de demanda disminuyó debido a la contingencia sanitaria, lo que permitió ejecutar los programas de mantenimiento a las UCE y atender las causas de las disminuciones registradas en años anteriores.

2.1.2. Frecuencia

Para el cumplimiento de la regulación en el parámetro de frecuencia establecida en el Código de Red, el SIN deberá mantenerse en una banda de calidad definida en el rango comprendido entre 59.8 y 60.2 Hz, por lo que mientras el sistema se encontrará en Estado Operativo Normal (EON) mientras el sistema se encuentre operando dentro de ese rango. Para el caso de los sistemas Baja California y Baja California Sur, la banda de calidad de frecuencia se encuentra establecida entre 59.7 y 60.3 Hz.

Banda de frecuencia SIN de acuerdo con el Código de Red:
59.8 – 60.2Hz

El responsable de garantizar que los sistemas se encuentren dentro de los umbrales establecidos, es el CENACE, cuya premisa con respecto a la variable eléctrica de frecuencia es minimizar los periodos de tiempo que el sistema opera fuera de las bandas de calidad establecidas, evitando así que las máquinas y equipos que componen al sistema, tales como las unidades generadoras, los sistemas de protección y control, entre otros, experimenten una operación anormal que, como consecuencia, pueden afectar a los centros de carga, generando una pérdida de sincronismo, una pérdida de elementos en cascada, o en un caso extremo llevar al colapso total al sistema.

De manera general, las excursiones de frecuencia son ocasionadas por cambios abruptos de carga o pérdidas de generación cuando estos sobrepasan los valores previstos por el operador del sistema. Para el caso del SBCA, el CENACE se coordina con el Operador Independiente del Sistema de California[9] para el control de la frecuencia, esto como resultado de la interconexión síncrona que mantiene el sistema con el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste[10].

El control de frecuencia del Sistema Baja California es coordinado entre el CENACE y CAISO por la interconexión con el WECC

Por su configuración y condición de sistemas aislados, históricamente los sistemas de Baja California Sur y Mulegé son los que presentan desviaciones de frecuencia fuera de la banda de calidad establecida,

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

sin embargo en los últimos dos años el SIN ha presentado eventos de desviación en diferentes GCR.

El Sistema Baja California Sur (BCS) se presentaron 22 eventos de desviación de frecuencia con afectación de carga, fue el primer semestre del año donde se presentaron más eventos sumando 18 con una afectación mayor a 480 MW. El evento de mayor duración en este sistema ocurrió en febrero por una salida súbita de generación y se mantuvo durante más de 15 minutos con una afectación de 29.9 MW al registrar una frecuencia de 59.13 Hz.

El Sistema Mulegé

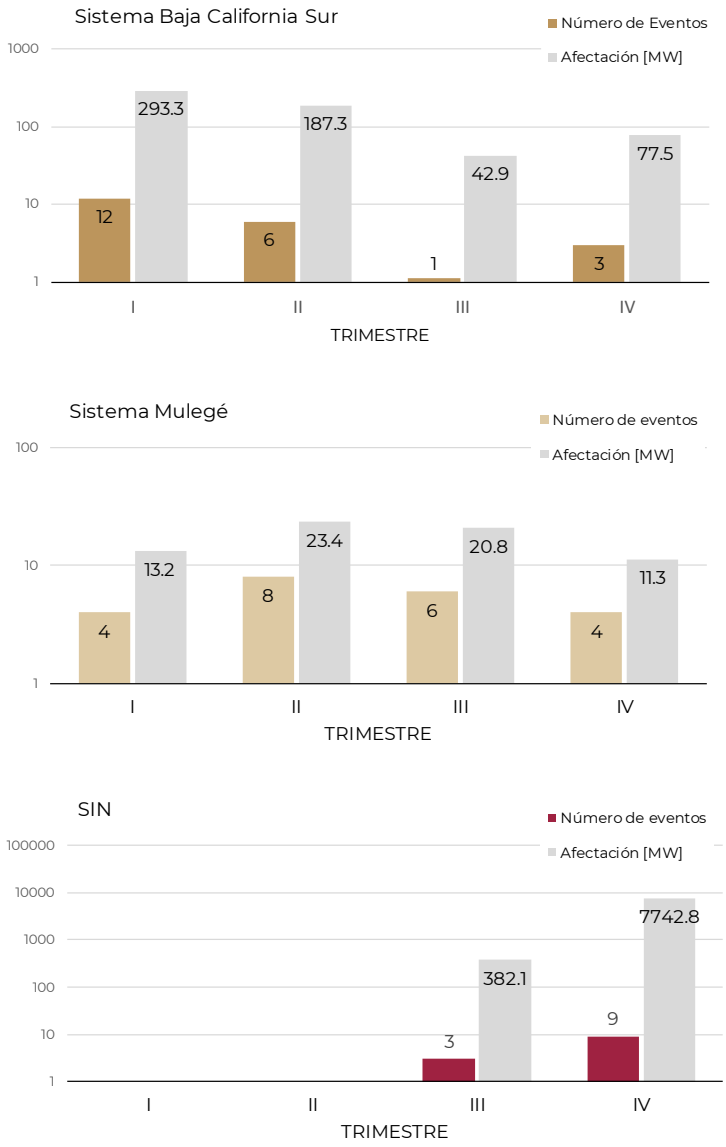
por su tamaño e infraestructura de generación presenta desviaciones de frecuencia mayores, por lo que su banda de frecuencia es más amplia

En cuanto a los eventos de desviación de frecuencia en el Sistema Mulegé, se registraron también 22 eventos que sumaron una afectación superior a 68 MW; el segundo y tercer trimestre del año acumularon más del 60% de eventos. El evento de mayor duración en este sistema se presentó en enero y tuvo su origen en una falla en la central Guerrero Negro registrando el sistema frecuencias entre 61.6 y 58.0 Hz, la duración del evento fue mayor a 55 minutos.

En el SIN se registraron 12 eventos con afectación de carga asociados a desviaciones de frecuencia, 2 de estos eventos tuvieron su origen en la central Infiernillo por salida de generación y ocurrieron en septiembre afectando 340 MW de carga; 1 evento más se registró en la GCR Noreste por la operación de un Esquema de Protección del Sistema por baja frecuencia (EPS 81), ocurrido en julio con una afectación de 42.1 MW

En diciembre de 2020, derivado de un disturbio múltiple registrado en el SIN, todas las GCR registraron valores de frecuencia por debajo de la banda establecida. Las GCR que presentaron eventos con valores por arriba de la banda de frecuencia fueron las GCR Noroeste, Norte y Noreste también como resultado del mismo disturbio. En la figura 1, se muestran los eventos de desviación de frecuencia en los diferentes sistemas y su afectación.

Figura 1. Eventos de desviación de frecuencia por sistema con afectación de carga, 2020. Número de eventos y afectación en MW.



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.

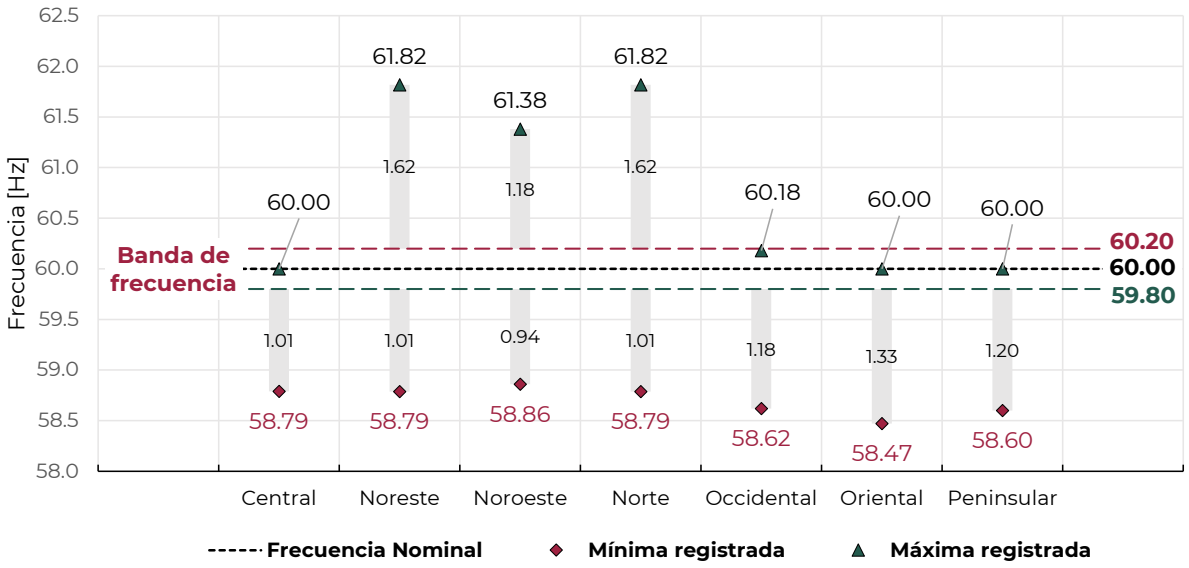
La afectación de carga por desviación de frecuencia derivado del evento múltiple del SIN fue de 7,742.8 MW. Durante este disturbio se generaron oscilaciones de potencia por el disparo de protecciones. Las causas de este evento se analizarán en otro apartado posterior. En las figuras 2 y 3 se muestran los valores de frecuencia máximos y mínimos que se registraron durante los eventos con afectación de carga en el SIN y los sistemas aislados respectivamente.

En el SEN
la carga afectada por eventos de desviación de frecuencia fue:
8,795 MW

Con un total de:
56 eventos

Carga afectada por el evento múltiple registrado en el SIN en el mes de diciembre:
7,742.8 MW

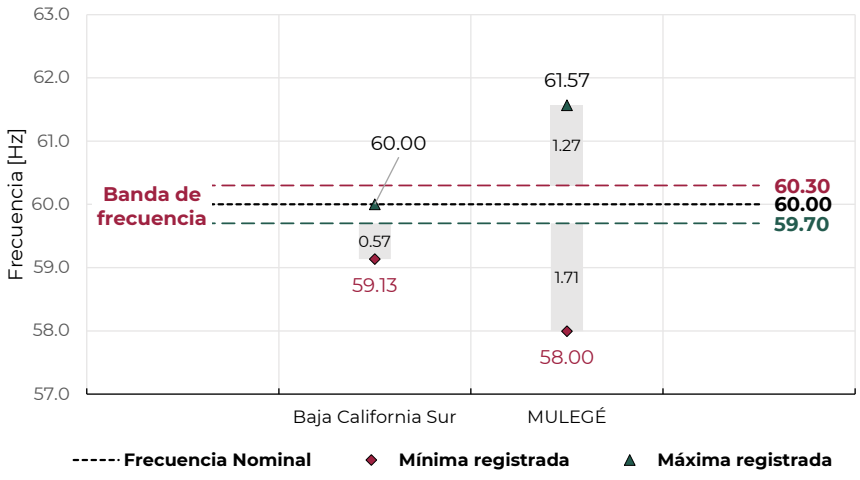
Figura 2. Valores de frecuencia máxima y mínima registradas en las GCR que integran el SIN, 2020.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Figura 3. Valores de frecuencia máxima y mínima registradas en los sistemas BCS y Mulegé, 2020.

La banda de frecuencia de operación aceptable para estos sistemas, se encuentra entre 59.7 y 60.3 Hz, de acuerdo con el Código de Red



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En casos como los de las GCR Central, Occidental, Oriental, Peninsular y el sistema BCS, los eventos no rebasaron el límite superior, sin embargo tuvieron afectación por registrar frecuencias por debajo del límite inferior, con registros de más de 1 Hz por debajo del umbral.

2.1.3. Tensión

Con la premisa de preservar la confiabilidad y la calidad en la Operación del SEN, el Código de Red 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. Con este fin se estableció que los límites operativos para niveles de tensión de 69 a 400 kV sean determinados por una variación de ±5% de la tensión nominal. En la Figura 4, se muestran para las GCR con afectación de carga por desviación de tensión registradas en 2020 en un análisis trimestral con el número de eventos indicados.

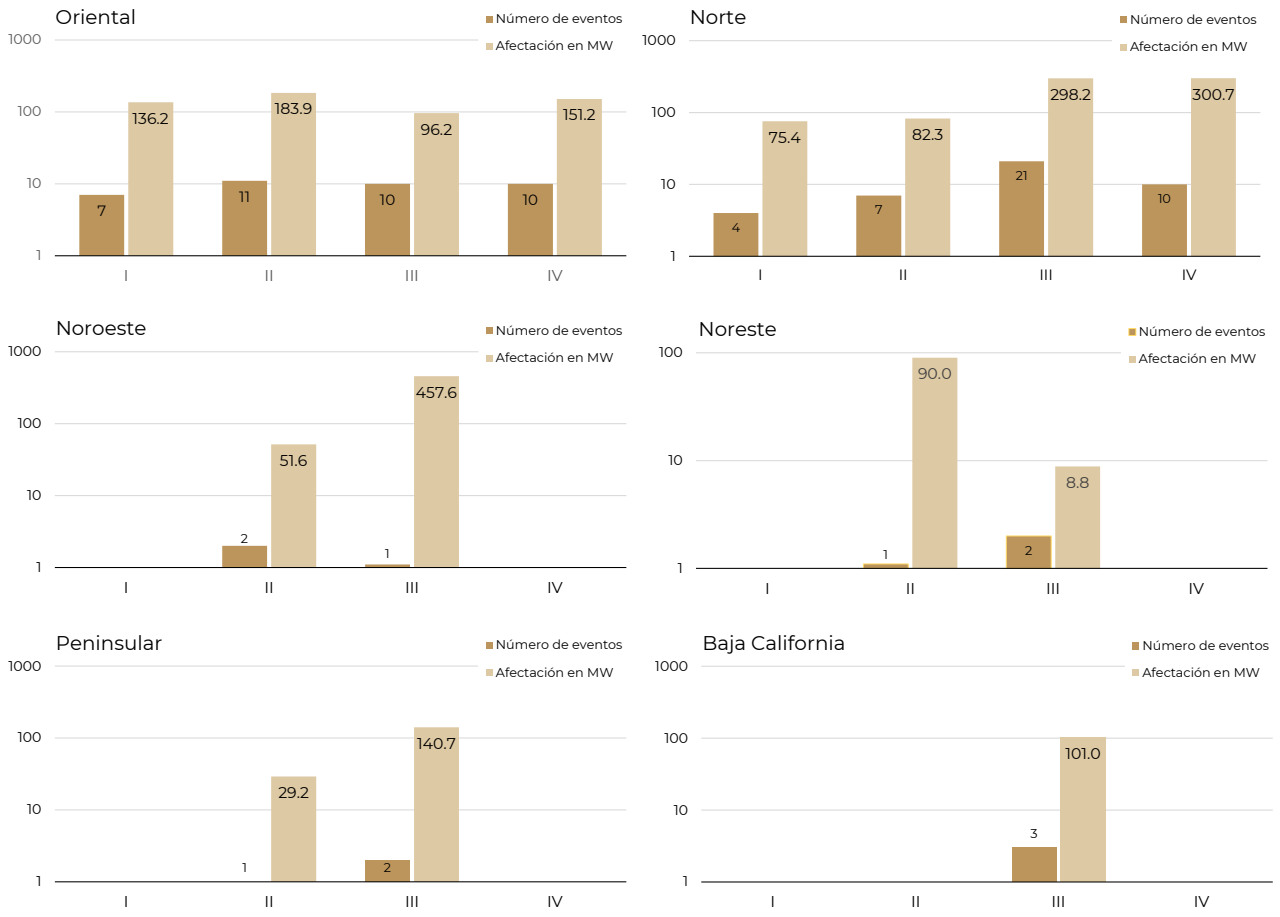
Tensión nominal de los elementos de la RNT:
69 - 400 kV
Banda de tensión:
± 5%
sobre el valor nominal de acuerdo con el Código de Red

En 2020 se presentaron 92 eventos de desviación de tensión con afectación de carga en el SEN. El total de carga afectada alcanzó 2,203 MW siendo la GCR Norte la que acumuló más eventos con un total de 42 y una afectación de 756.6 MW, seguida de la GCR Oriental con 38 eventos y 567.6 MW de afectación, los 12 eventos restantes se distribuyen entre las GCR Noreste, Noroeste, Peninsular y Baja California.

Total de eventos de desviación de tensión en el SEN con afectación de carga: **92**
Carga afectada por estos eventos:
2,203 MW

La GCR Oriental registró 38 eventos de desviación de tensión con una afectación de carga de 567.6 MW distribuidos a lo largo del año. El evento de mayor duración en esta GCR se registró entre las zonas de Acapulco y Huatulco operando un Esquema de Protección del Sistema por baja tensión (EPS 27) al presentarse una tensión de 0.8696 p.u. (100 kV) en la red de 115 kV con una afectación de carga de 15.9 MW durante 4 horas y 23 minutos. El evento de mayor afectación involucró las zonas de Chilpancingo, Acapulco y Huatulco operando un Esquema de Protección del Sistema por baja tensión (EPS 27) al registrar una tensión de 0.8696 p.u. (100 kV) en la red de 115 kV; con duración superior a 8 minutos y carga afectada de 43.3 MW.

Figura 4. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga por GCR con base trimestral, 2020. Número de eventos y afectación en MW.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En la GCR Norte se reportaron 42 eventos de desviación de tensión con afectación de carga y fue el tercer trimestre el que acumuló la mayor cantidad registrando 21 eventos. La carga afectada asociada fue de 756.6 MW, de la cuál 598.9 MW (79.2%) se acumuló en el segundo semestre del año. De estos eventos, el de mayor duración ocurrió en mayo en la región Ojinaga en Chihuahua donde actuó el EPS 27 con una tensión de 0.9 p.u. sobre la tensión nominal de 34.5 kV, es decir 31.05 kV. La afectación de carga asociada en este evento fue de 11 MW con una duración de 2 horas 57 minutos y 26 segundos.

El evento de desviación de tensión con mayor afectación de carga en esta GCR se registró en diciembre como resultado de un evento múltiple en el SIN; con la operación de un Esquema de Acción Remedial (EAR) mediante un Disparo Automático de Carga (DAC) al presentar una tensión de 201.6 kV en la región de La Laguna con una afectación de 225.4 MW durante 42 minutos y 14 segundos.

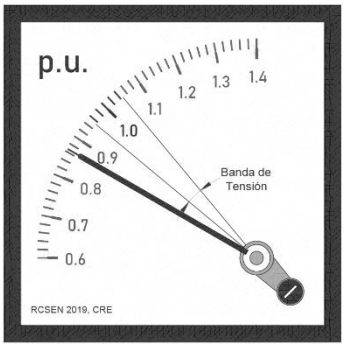
En el caso de la GCR Noroeste, sólo se reportaron 3 eventos con desviación de tensión y una afectación total de carga de 509.2 MW en el segundo y tercer trimestre del año. El evento de mayor duración en esta GCR, también fue el de mayor afectación y se presentó en agosto en las zonas de Los Mochis, Guasave y Culiacán por la operación de un EPS 27 con una tensión de 0.865 p.u. sobre una tensión nominal de 115 kV (99.47 kV) y una carga afectada de 457.6 MW.

La GCR Noreste también presentó 3 eventos de esta naturaleza, 1 en el segundo trimestre y 2 en el tercero, el primero con una afectación de 90 MW y una tensión de 0.9113 p.u. sobre una tensión nominal de 230 kV (209.6 kV) en la zona de Piedras Negras; los otros dos en la zona de Tampico registraron tensiones de 0.9250 y 0.9204 p.u. sobre 115 kV de tensión nominal sumando 8.82 MW de afectación, estos eventos se presentaron el 27 julio con una diferencia de 40 minutos entre ellos.

Los 3 eventos registrados en la GCR Peninsular tuvieron una afectación de carga total de 169.9 MW, el primero de ellos tuvo su origen en la zona Riviera Maya afectando 29.2 MW con una tensión de 0.9478 p.u. sobre una tensión nominal de 115 kV (109 kV) que tuvo de respuesta un disparo automático de carga (DAC) durante 3 minutos y 43 segundos en junio; el segundo evento con origen en la misma zona presentó una tensión de 0.633 p.u. sobre la tensión nominal de 115 kV (72.8 kV) lo que derivó en un DAC (132.6 MW) durante más de 6 minutos, el tercer evento tuvo lugar en la zona Mérida con una afectación de 8.1 MW y una tensión de 0.8247 p.u. que sobre 115 kV representan 94.8 kV, al igual que en los eventos anteriores hubo un EPS con DAC.

Por último, la GCR Baja California registró 3 eventos dos de ellos en agosto y el último en septiembre. La carga afectada total fue de 101 MW y las zonas afectadas fueron San Luis en el primer y tercer eventos y la zona Mexicali en el segundo. La máxima afectación fue de 34.5 MW y la máxima duración de 1 hora, 23 minutos para las zonas de San Luis y Mexicali respectivamente.

En la GCR Noroeste el evento de mayor duración y afectación registró: **0.865 p.u. (99.5 kV)**



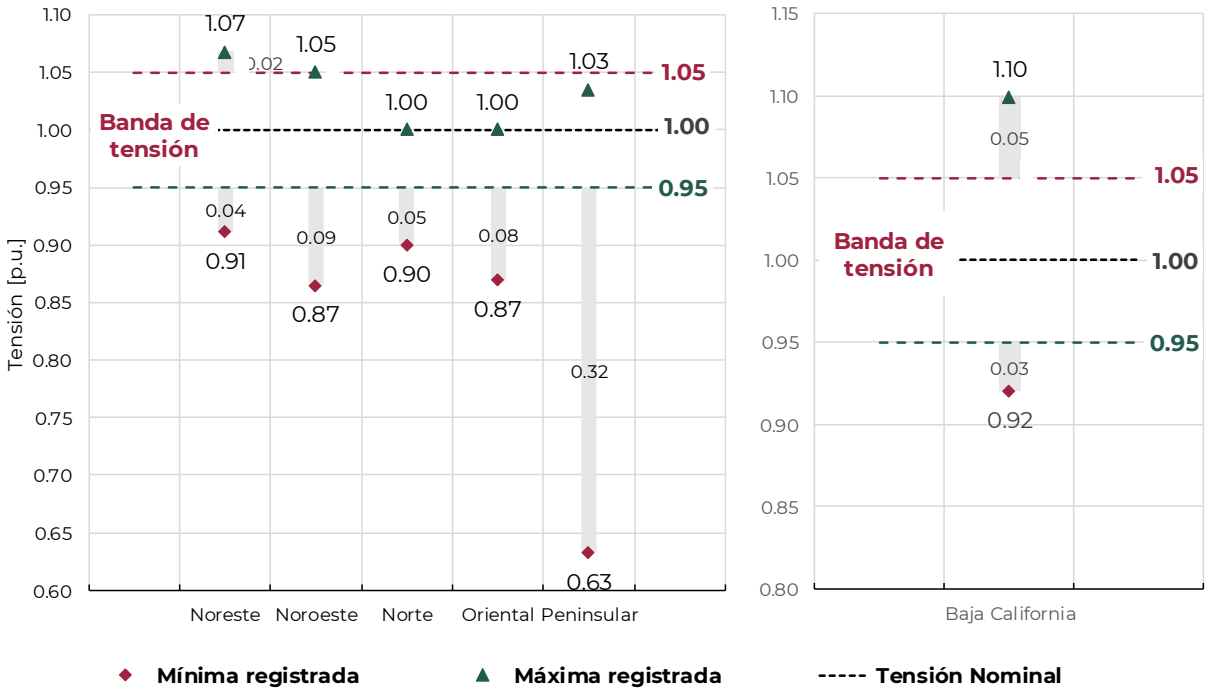
La menor tensión registrada en el SIN se presentó en la GCR Peninsular: **0.63 p.u. sobre 115 kV (72.8 kV)**

La carga afectada por este evento: **132.6 MW**

La carga afectada por EPS de baja tensión disminuyó **56.6% entre 2019 y 2020.** Su duración total también se redujo **68%** en el mismo periodo

En 2020 el SEN registró una disminución de 56.6% en el total de carga afectada por la aplicación de EPS por desviaciones de tensión al pasar de 5,081 MW a 2,203 MW en un año. En el mismo periodo, la duración total de los eventos disminuyó 68% equivalente a 47 horas, 53 minutos y 22 segundos de tiempo de interrupción por desviación de tensión evitados. En resumen, la figura 5 muestra los valores máximos y mínimos de tensión que se presentaron en el SIN por cada GCR en 2020, así como los valores correspondientes al Sistema Baja California.

Figura 5. Valores de Tensión Máxima y Mínima registrados en el SIN por GCR y en el SBCA, 2020.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Tensión en el SIN: **Debajo del límite 72.8 kV** (0.63 p.u. - 115 kV) **Arriba del límite 246.1 kV** (1.07 p.u. - 230 kV)

Se puede observar que la GCR Peninsular registró la mayor desviación por debajo de la banda de tensión establecida para el SIN con un valor de 0.63 p.u. y el valor más alto se registró en la GCR Noreste con 1.07 p.u. Las GCR Occidental y Central no presentaron desviaciones de tensión con afectación de carga, lo cual implica una mejora en comparación con lo reportado en 2019.

2.1.4. Indicadores de sustentabilidad

Como resultado de los esfuerzos realizados en el SEN para la consecución de las metas en materia de sustentabilidad, el indicador de la Componente de Generación Limpia (CGL) representa la integración de fuentes de energía limpia y la reducción de emisiones de CO_2 implícitas en los cambios de la matriz de generación de energía eléctrica. Este indicador se obtiene de la participación de la energía eléctrica generada con fuentes limpias con respecto al total de generación eléctrica en el SEN en el año respectivo en términos de generación bruta. En la tabla 7 se muestra este indicador para el periodo 2016-2020.

Tabla 7. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2020.

2016	2017	2018	2019	2020	TMCA 16-20 [%]
21.0%	21.4%	23.2%	23.5%	27.1%	6.6

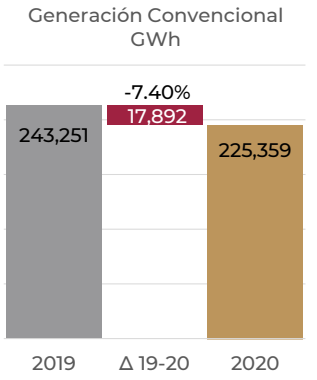
Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN varios años.

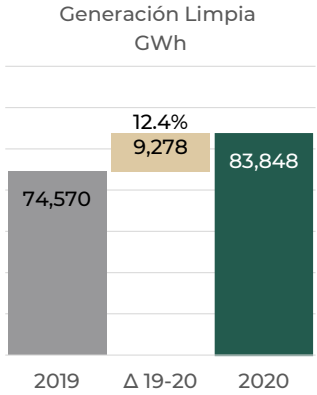
De acuerdo con los datos del PRODESEN 2021-2035, en 2020, dadas las condiciones de demanda derivada de la emergencia sanitaria por SARS CoV-2 en el país, se presentó una reducción de la generación eléctrica de 2.7% con respecto a 2019. Esta disminución fue resultado de un decremento de 7.4% en la generación con tecnologías térmicas que incluyen Ciclo Combinado, Térmica convencional, Carboeléctrica, Turbogás y Combustión Interna.

En contraste, la generación con tecnologías limpias que contemplan la generación hidroeléctrica, geotermoeléctrica, eoloeléctrica, solar fotovoltaica, bioenergía, nucleoeléctrica y cogeneración eficiente, incrementó 12.4% respecto de 2019. Por lo anterior, el balance final en términos absolutos resultó en un incremento de 3.7 puntos porcentuales en el indicador CGL. De esta manera, el indicador muestra una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 6.6% para el período 2016-2020.

La generación de energía eléctrica con fuentes limpias registró una tasa de media de crecimiento anual de:
6.6 %
en el período
2016 - 2020

En 2020 se redujo **7.4%** la generación con tecnologías térmicas.





En cuestión de emisiones de CO_2 asociadas a las tecnologías de generación eléctrica del SEN, la Comisión publica de forma anual el Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional con fundamento en el Artículo 12 del Reglamento de la Ley de Transición Energética. Este factor es un indicador de la aportación de la generación con tecnologías que usan combustibles fósiles sobre el portafolio de generación nacional. La tabla 8 muestra los factores de emisión para el periodo 2016-2020.

El factor de emisión del SEN con un valor de **0.494** registró una **reducción de 2.2 % entre 2019 y 2020**

Tabla 8. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2020 [Ton CO_2/MWh]

2016	2017	2018	2019	2020	Δ 19-20 [%]
0.458	0.582	0.527	0.505	0.494	-2.2%

Fuente: Elaborado y publicado por la CRE.

La disminución de emisiones registrada en 2020, está determinada por la reducción de generación con tecnologías térmicas, pero se ve ponderada por el combustible utilizado y su aportación a la generación de energía eléctrica del SEN. De acuerdo con el PRODESEN 2021-2035, la generación térmica con carbón disminuyó 42.0%; la térmica convencional, que usa principalmente combustóleo, registró una reducción de 41.1%, la generación turbogás se redujo 21.4% y la de combustión interna disminuyó 11.1%; así las tecnologías que usan combustibles más pesados (carbón, combustóleo y diésel) fueron las que reportaron una mayor reducción, pero su generación de energía sólo representó 14.4% sobre el total del SEN; mientras que la tecnología de Ciclo Combinado (gas natural) aportó el 58.5% de la generación eléctrica del SEN y ésta reportó un incremento de 5.3%; por lo anterior las emisiones totales del SEN sólo disminuyeron un 2.2% entre 2019 y 2020.

Cabe señalar que estos factores toman en consideración 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

Dentro de las definiciones del Código de Red se tiene que un disturbio es la alteración de las condiciones normales del SEN que lo afecta total o parcialmente y que puede llegar a producir una interrupción en el suministro eléctrico. Para su análisis, el Código de Red divide los disturbios en cuatro categorías, estas son:

1. **Disturbios de alta relevancia**. Disparos con afectaciones de carga o generación superiores a 30 MW, Barridas de barras, Inundaciones o incendios en instalaciones de la RNT, RGD, Centro de Control de Generación (CCG) o de usuario calificado, torres de transmisión caídas o ladeadas, eventos meteorológicos como huracanes o depresiones tropicales, sismos que conlleven disparos de elementos, operación de esquemas de baja frecuencia, disparos de elementos debido a personal accidentado, tiros de carga manual y explosiones de equipo primario.
2. **Disturbios de media relevancia**. Alteraciones con afectaciones de carga o generación menores a 30 MW, pero iguales o mayores a 10 MW, disparos múltiples sin afectaciones de carga, operación de esquemas de bajo voltaje, fallas permanentes en líneas de transmisión y disparos múltiples con y sin afectación de carga.
3. **Disturbios de baja relevancia**. Disparos de elementos debido a vandalismo, maniobras erróneas, disparos de líneas debido a personas ajenas al SEN accidentadas, disparos transitorios de líneas superiores o iguales a 230 kV y sismos mayores a 5 grados Richter sin afectaciones.
4. **Disturbios de mínima relevancia**. Alteraciones con afectaciones de carga o generación menores a 10 MW, disparo transitorio de capacitores, disparo transitorio de compensadores estáticos de VAR y disparo transitorio de reactores.

Alta relevancia:
AR > 30 [MW]

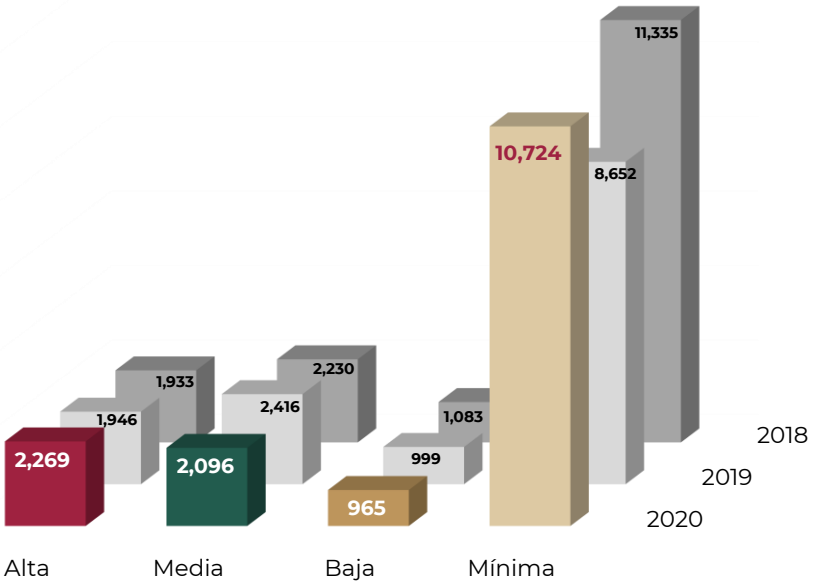
Media relevancia:
30 > MR ≥ 10 [MW]

Mínima relevancia:
MNR < 10 [MW]

Total de disturbios en 2020:
16,054

El total de disturbios reportados en 2020 fue de 16,054, de los cuáles, 2,269 fueron clasificados de alta relevancia, 2,096 de media relevancia, 965 de baja relevancia y 10,724 de mínima relevancia. La figura 6 muestra la evolución en los últimos 3 años de los disturbios bajo esta clasificación.

Figura 6. Número de Disturbios en el SEN clasificados por relevancia, 2018-2020.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Disturbios
Tasa de cambio anual promedio de los disturbios para 2018-2020:
-1.6%

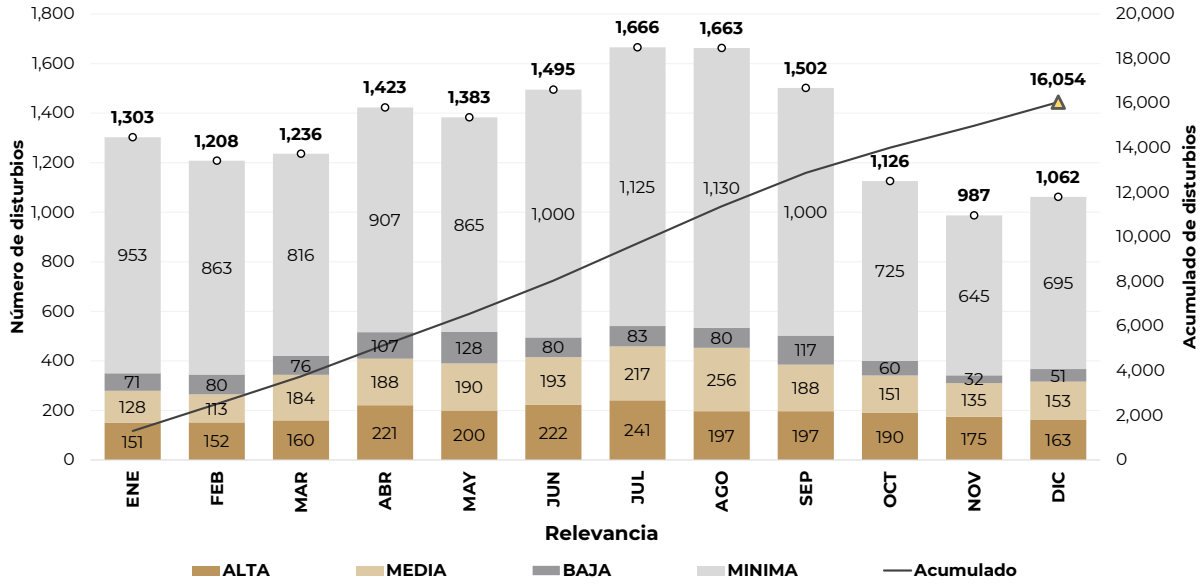
En los últimos 3 años reportados, el total de disturbios en el SEN registra una disminución a una tasa media de 1.6% anual, sin embargo mantiene niveles superiores a los registrados en 2017 cuando totalizaron 15,878. La cantidad de disturbios en las clasificaciones de media y baja relevancia, presentaron reducciones con respecto a 2019 de 13.2% y 3.4%, respectivamente.

Por el contrario, las clasificaciones de alta y mínima relevancia incrementaron 16.6% y 23.9% en el mismo periodo, situación que se refleja en el total de disturbios. Una de las causas de estos incrementos es el aumento de los impactos generados por fenómenos de la naturaleza que se encuentran en la clasificación de fuerza mayor o caso fortuito.

Con base en lo anterior, en la figura 7 se muestra la evolución mensual de los disturbios en 2020 donde se presenta un incremento de los disturbios en los

meses de verano cuando se presentan los fenómenos meteorológicos más importantes así como el incremento de la temperatura que incide en el uso de los sistemas de acondicionamiento de aire en las GCR Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular. Otro factor que incide sobre los disturbios son las temporadas de baja demanda.

Figura 7. Evolución mensual de los disturbios del SEN por relevancia, 2020.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En el caso de los disturbios de Alta y Mínima relevancia, la tendencia registrada es incremental. La planificación realizada por el CENACE busca combatir la principal causa de disturbios asociada con la infraestructura del sistema, asimismo, la CFE con sus diferentes EPS aporta su capacidad de respuesta ante los eventos fortuitos y de fuerza mayor que inciden en la cadena de suministro de energía eléctrica.

El CENACE realiza la evaluación de las causas de los disturbios mediante sus diagnósticos anuales que son un insumo para la planificación y desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica del país y toma especial importancia cuando se evalúan los disturbios del SEN.

Los disturbios de Alta y Mínima relevancia muestran una tendencia de incremento.

2.2.1. Estados operativos de Alerta y de Emergencia del SEN

Los Estados Operativos del SEN

Son determinados por el CENACE conforme a las condiciones que guardan las variables eléctricas del Sistema y las condiciones de suficiencia de capacidad de los elementos de transmisión y transformación

Definidos en el Código de Red, los estados operativos en los que se puede encontrar el SEN dependen de la condición específica de las variables del SEN, tales como las tensiones, ángulos, frecuencia, entre otras; cuando éstas se encuentran dentro de los límites operativos establecidos y se cuenta con suficiente capacidad de transmisión y transformación para mantener la seguridad del SEN ante una contingencia sencilla más severa que se pudiera presentar, entonces se dice que el SEN se encuentra en Estado Operativo Normal (EON).

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.

En el Estado Operativo de Alerta (EOA) todas las variables del SEN aún se encuentran dentro de sus límites operativos, sin embargo, en caso de presentarse una contingencia, el SEN puede seguir siendo estable sin la acción de esquemas de control suplementarios, o bien se puede conducir al Estado Operativo de Emergencia, en el cual el sistema se encuentra en riesgos potenciales de inestabilidad.

En el Estado Operativo de Emergencia, la ocurrencia de una contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad y la operación en este estado requiere de la ejecución de acciones remediales.

El total de Estados Operativos diferentes al Normal registró una reducción de **3.7%** ya que los EOE disminuyeron **52.8%** y los EOA **0.8%**

Para 2020, los estados operativos diferentes al Normal se tuvo un total de 1,859 de los cuáles 97.3% fueron EOA y 2.7% EOE. En comparación con el total de estados operativos reportados en 2019, se aprecia una reducción de 3.7%, derivada de la disminución de 0.8% de los EOA y de 52.8% de los EOE. Aun con esta disminución los disturbios registrados en el periodo 2017-2020 presentan una tasa media de crecimiento anual de 15.7%, condición que busca ser disminuida en el corto plazo y que es considerada en la planificación del SEN.

En la Tabla 9 se muestra la evolución de los Estados Operativos de Alerta y de Emergencia en el SEN para el periodo 2017-2020, si bien también se muestran valores de 2016, estos sólo representan los estados operativos diferentes al normal registrados en el segundo semestre de ese año.

Los EOA del SEN en 2020 representaron el 97.3% del total de Estados Operativos diferentes al normal

Tabla 9. Estados Operativos de Alerta y Emergencia ocurridos en el SEN, 2016-2020.

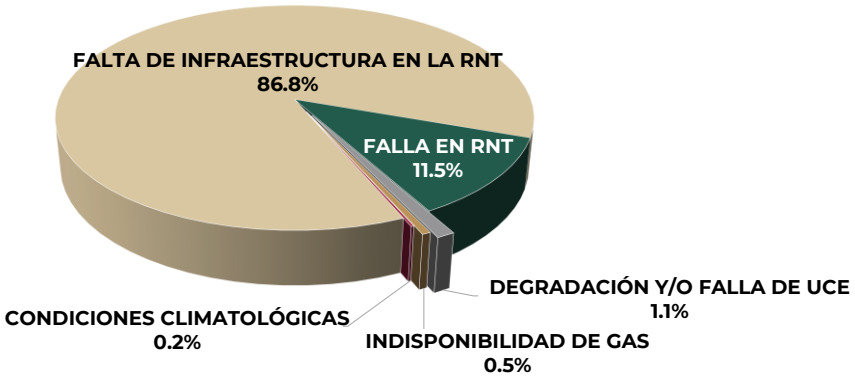
Estado Operativo	2016 [1]	2017	2018	2019	2020	Δ 19-20	2020 Part.	TMCA [2] 17-20
Alerta	228	1,156	1,404	1,823	1,808	-0.8%	97.3%	16.1%
Emergencia	35	44	77	108	51	-52.8%	2.7%	5.0%

[1] *Para el año 2016, se presentan datos del segundo semestre.*
[2] *La tasa media de crecimiento anual (TMCA) fue calculada tomado como año base 2017.*
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Las causas que producen los EOA pueden tener diversos orígenes, pero entre las más comunes se encuentran la congestión y sobrecarga de elementos de la RNT, salidas de líneas de transmisión por falla o por licencia, seccionamientos de red, entre otras que se asocian a la falta de infraestructura en la RNT, así en 2020, 86.8% de los EOA tuvieron ese origen. En las figuras 8, 9 y 10 se muestran las causas de los EOA en el SEN, el SIN y el sistema Baja California, respectivamente.

La principal causa de los EOA en el SEN en 2020 fue la congestión de la RNT asociada el déficit de infraestructura ante la demanda registrada

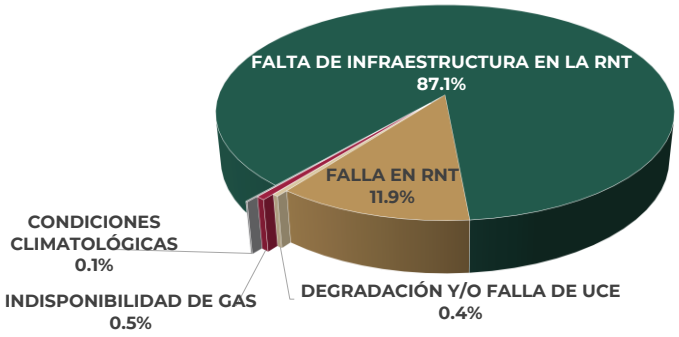
Figura 8. Principales causas de los EOA en el SEN, 2020.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

La congestión de la RNT representa el principal reto del Sistema Interconectado Nacional para reducir los EOA

Figura 9. Principales causas de los EOA en el SIN, 2020

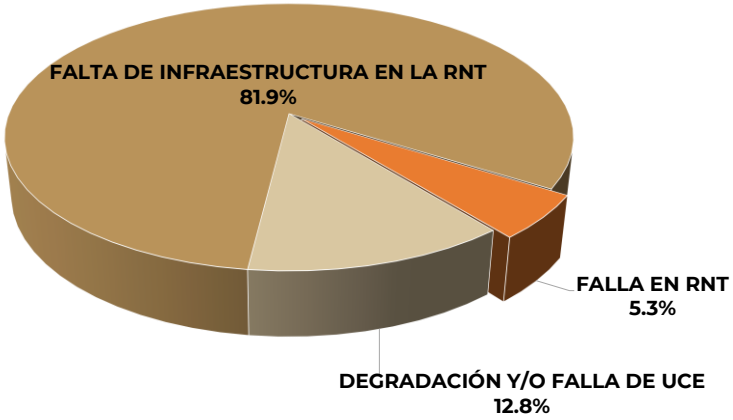


Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Debido al tamaño de los sistemas, el SEN guarda la proporción que presentan las causas de los EOA del SIN, sin embargo se puede apreciar el impacto de la degradación de unidades de central eléctrica (UCE) sobre el SEN derivado de la cantidad de UCE indisponibles que presentó el Sistema Baja California en 2020.

Figura 10. Principales causas de los EOA en el Sistema Baja California, 2020.

La indisponibilidad de las unidades de central eléctrica, además de la congestión de la RNT por infraestructura insuficiente, son las principales causas de los EOA en el Sistema BCA

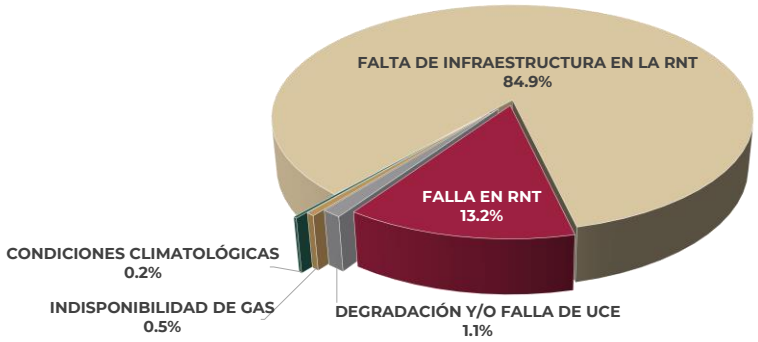


Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En el caso de los EOE, las causas son por fallas en la RNT, que a su vez derivan de la falta de infraestructura. En 2020 se presentaron 51 EOE en el SEN, de los cuales 48 se suscitaron en el SIN y 3 en el Sistema Baja California. De estos últimos, 2 se debieron a pérdidas de generación por indisponibilidad de UCE y 1 por fallas en la red de transmisión, por lo que no son representativos sobre el total de estados operativos del SEN.

En la figura 11 se muestran las causas de los estados operativos diferentes del normal en el SEN, que integra las causas de los EOA y los EOE.

Figura 11. Principales causas de los Estados Operativos diferentes del Normal (EOA y EOE) en el SEN, 2020.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE

Por las diferentes causas mostradas, el SEN está sujeto a eventos que pueden ocasionar salidas de operación de las UCE o seccionamientos de red. El CENACE es el ente encargado de realizar la planeación y la coordinación de la solicitud de salida de las unidades o elementos requeridos para efectos de mantenimiento, modificación, ampliación, entre otras actividades necesarias para el óptimo funcionamiento de los elementos que componen el SEN, conforme a criterios de confiabilidad, establecidos en el Código de Red.

El Código de Red define que, cuando se presenten salidas de operación de elementos del SEN, por ejemplo, UCE que 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, de acuerdo con los lineamentos de programación de salidas y administración de licencias incluidos en el Código de Red.

Las salidas de UCE del SEN registradas en 2020 se incrementaron en relación con 2019 debido a dos razones importantes. Durante 2019, algunas GCR aplazaron el mantenimiento de las centrales para cumplir con la demanda y con el margen de reserva establecido. Es precisamente el hecho de aplazar el

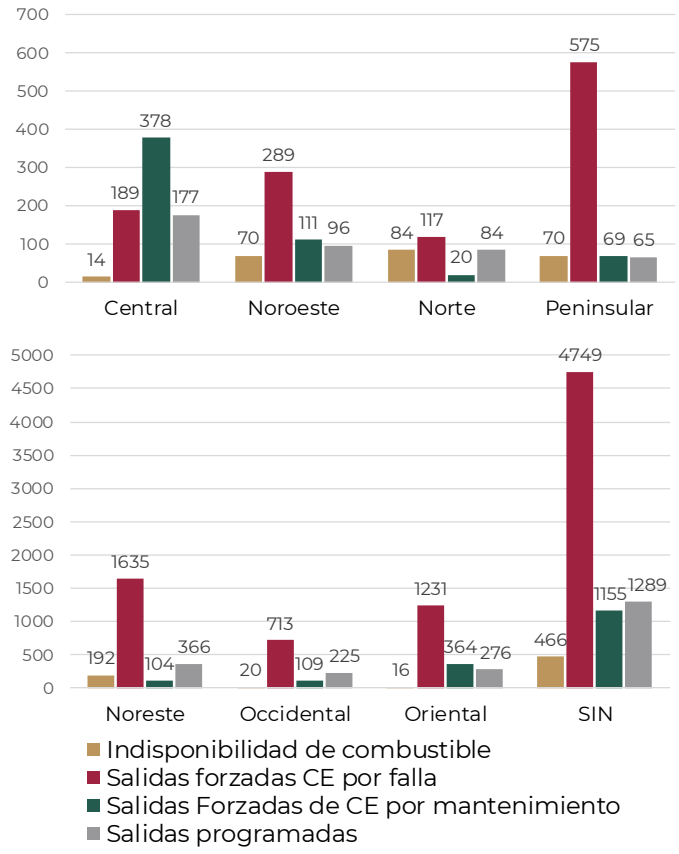
La ampliación y modernización de la RNT en el SEN forman parte de las acciones que atienden las causas de los EOA y representan uno de los más importantes retos de confiabilidad del sistema.

La cantidad de salidas de UCE en el SEN en 2020 incrementó debido al emplazamiento de mantenimiento de las centrales en 2019

La indisponibilidad de las unidades de central eléctrica incrementó en 2020 debido a las salidas programadas, salidas por falla y salidas forzadas por mantenimiento

mantenimiento que, para 2020, una importante cantidad de UCE pasó a la cuenta de salidas programadas y por falla. La GCR Noreste reportó en ese año 1,635 salidas por falla de UCE, seguida de las GCR Oriental con 1,231, Occidental con 713 y Peninsular con 575. En total el SIN reportó en 2020, 4,749 salidas por falla de UCE. Cabe señalar que el número de unidades puede incluir varias veces en la cuenta a una misma central, dependiendo de las veces que haya salido por falla. En la figura 12 se muestra la cuenta de salidas de UCE del SEN en comparativo entre 2019 y 2020, así como las GCR del SIN que presentaron indisponibilidades y sus causas en 2020. De igual forma, la figura 13 muestra las indisponibilidades de UCE en los sistemas BCA, BCS y Mulegé en 2020.

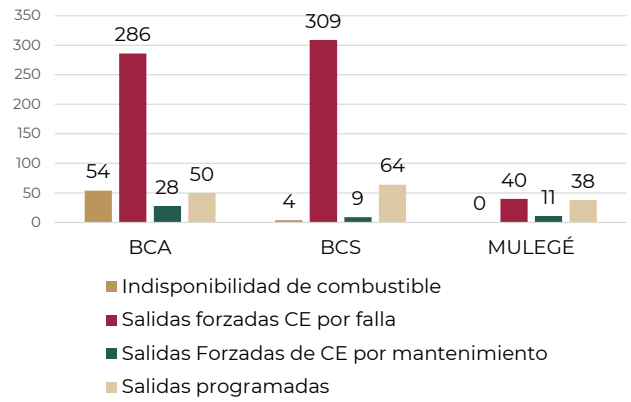
Figura 12 Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el SIN en 2020 por GCR.



La cantidad de salidas de UCE en el SIN: **7,659**
Indisponibles por:
Combustible **466**
Forzada-Falla **4,749**
Mantenimiento **1,155**
Programación **1,289**

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Figura 13 Salidas de Unidades de Central Eléctrica en los sistemas BCA, BCS y Mulegé, 2020.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En los Sistemas BCA y BCS en 2020 las salidas de UCE por falla fueron la causa principal de indisponibilidad de generación

Los sistemas BCA y BCS registraron una importante cantidad de salidas por falla en 2020, esto considerando que algunas GCR como la Noroeste y la Norte registraron menor indisponibilidad por salidas por falla de UCE. En 2019, la indisponibilidad de UCE en el Sistema BCS impactó sobre el nivel de reserva operativa afectando el índice MRO.

2.2.2 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas de las zonas de potencia del SEN, 2020

Las 100 horas críticas de las zonas de potencia del SEN Se encuentran definidas en las Bases del Mercado Eléctrico. A partir de 2018, corresponden a las **100 horas de menores reservas totales de generación** en el SIN o zona de potencia correspondientes

Dentro de las definiciones establecidas en las Bases del Mercado Eléctrico en sus disposiciones generales, se definen las 100 horas críticas del sistema interconectado o zona de potencia correspondiente, con la finalidad de establecer la Disponibilidad de Producción Física en cada año, para ello se establecieron dos periodos donde el cálculo de las 100 horas críticas obedece a los siguientes términos:

A. Para los años 2016 y 2017, las 100 horas críticas serán las 100 horas de demanda máxima del sistema interconectado o zona de potencia correspondiente.
B. Para el año 2018 en adelante, las 100 horas críticas serán las 100 horas de menores reservas totales de generación en el sistema interconectado o zona de potencia correspondiente.

En 2020, las 100 horas críticas del SIN se presentaron entre el periodo comprendido entre el 26 de agosto y el 27 de noviembre, con una demanda promedio integrada de 38,800.7 MW y una Disponibilidad de Producción Física Horaria de 47,539.9 MW

En 2020 derivado de la contingencia sanitaria por el SARS CoV-2, la demanda fue menor en comparación con 2019 además de desplazar el periodo entre agosto y noviembre cuando en años anteriores se presentaba entre mayo y septiembre

En la determinación de las 100 horas críticas, la disponibilidad total de generación depende de la capacidad firme ofertada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el Mercado de Tiempo Real (MTR), es por este motivo que la capacidad que se encuentra indisponible ante el despacho instruido del CENACE, afecta la Disponibilidad de producción física horaria en las zonas de potencia, incidiendo directamente sobre su margen de reserva. En la Tabla 10 se muestra el resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia del SEN para el periodo 2016-2020.

En el SIN las 100 horas críticas se presentaron entre el 26 de agosto y el 27 de noviembre, donde el promedio de las demandas integradas fue de 38,800.7 MW y el promedio de la disponibilidad de producción física horaria (DPFH) fue de 47,539.9 MW. La reserva de generación del SIN en las 100 horas críticas promedió 15,389.8 MW, sin embargo, el día 27 de agosto en la hora 21 del día se registró el mínimo margen de reserva de 9,993.7 MW. En las figuras 14 y 15 se muestran las 100 horas críticas del SIN con su fecha de ocurrencia y la generación no disponible en esas horas, respectivamente.

En el caso del Sistema BCA las 100 horas críticas se presentaron entre el 21 de julio y el 1 de octubre. La demanda integrada promedio fue de 2,779.7 MW mientras que su DPFH promedio alcanzó 2,810.2 MW. El mínimo nivel de reserva de generación en este sistema fue de 147.3 MW y se presentó el día 19 de agosto en la hora 21 del día. En comparación con lo reportado en 2018 y 2019, años en donde la reserva de generación de esta zona de potencia fue negativa, en 2020 se logró mantener un valor aceptable, evitando caer en la violación de la reserva operativa establecida en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

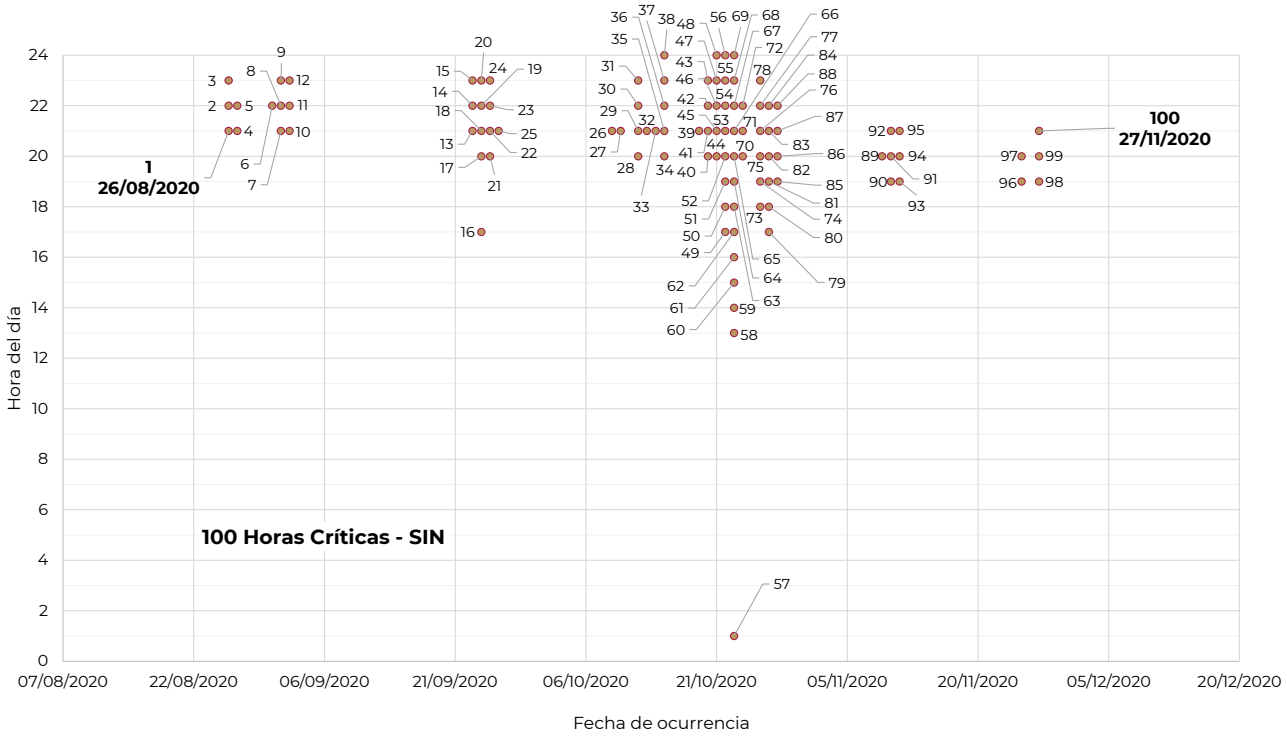
En la zona de potencia correspondiente al Sistema BCS las 100 horas críticas se presentaron entre los días 20 de julio y 23 de octubre, este sistema reportó una reserva de generación mínima de 89.3 MW el 1 de octubre que representa una reserva operativa de 17.7% que se ubica dentro de los límites establecidos.

Tabla 10. Resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia que integran el SEN, 2016-2020.

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

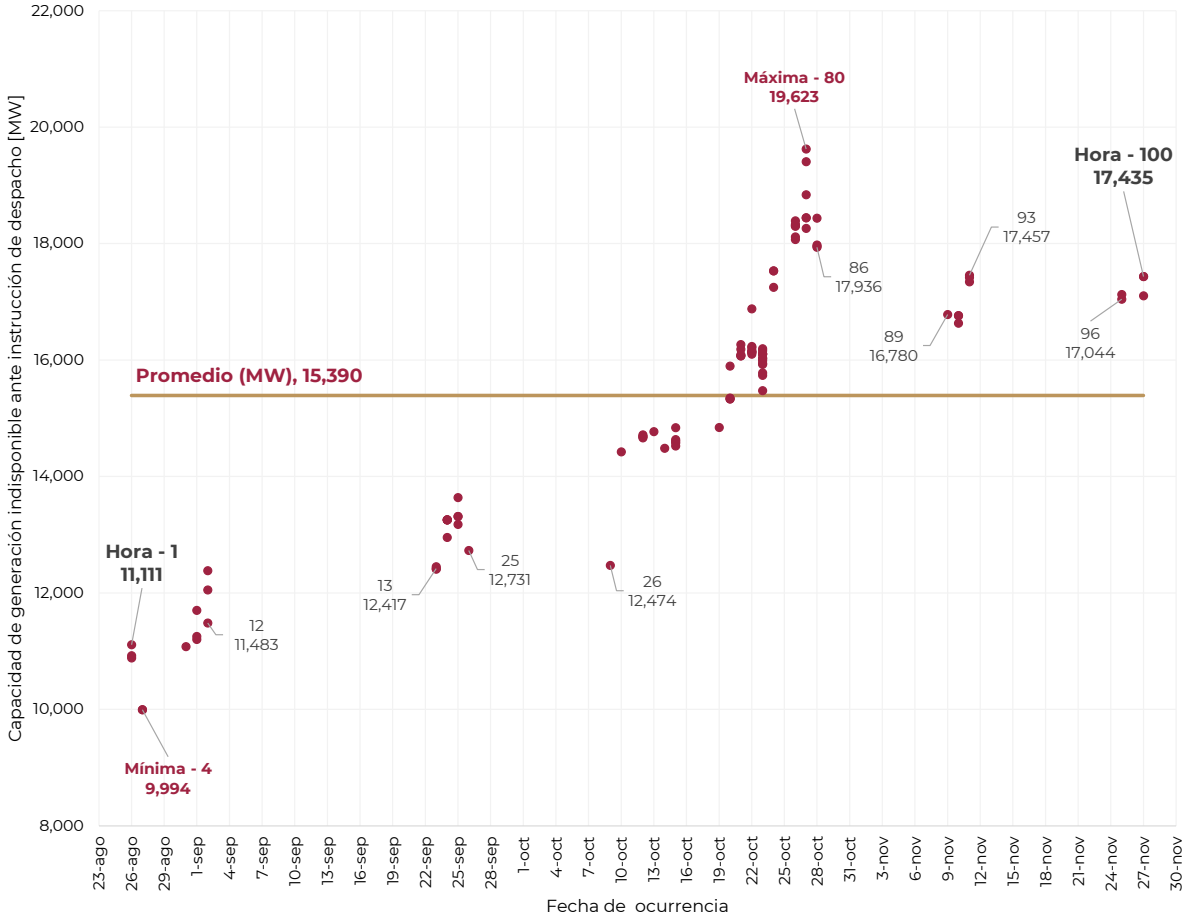
[1] *Para los años 2016 y 2017, los valores máximos, mínimos y promedio corresponden a la demanda máxima, mientras que a partir de 2018, de acuerdo con las Bases del Mercado Eléctrico, los valores corresponden al menor nivel de reserva de generación en la zona de potencia correspondiente.*
Los valores negativos de las reservas de generación denotan la necesidad de relajar el requerimiento de reservas.
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Figura 14. Fecha y hora del día de la ocurrencia de las 100 horas críticas en el SIN en 2020.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Figura 15. Capacidad de generación indisponible en las 100 horas críticas del SIN, 2020.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

2.2.3 Indisponibilidad de generación por falta de combustible

Una de las causas por las que las UCE pueden salir de operación es la indisponibilidad de combustibles en las diferentes GCR del SEN. Por la cantidad de UCE que utilizan gas natural como insumo energético, la indisponibilidad de este combustible es el principal motivo de las salidas de operación. Sin embargo, otros combustibles que, por su logística de adquisición y transporte resultan escasos en ciertas regiones, afectan al parque de generación provocando la salida de UCE.

En 2020, el SEN registró un promedio mensual de 5,140.5 MW de capacidad indisponible por falta de gas natural. Este valor es derivado de la falta de gas en el SIN, cuya capacidad indisponible promedio fue de 5,093.4 MW; además, este año el Sistema BCA también presentó una indisponibilidad por falta de gas natural en promedio mensual de 47.1 MW. En la tabla 11 se muestra la indisponibilidad de generación por falta de gas natural de cada una de las GCR que integran el SIN, del Sistema BCA y finalmente del SEN en un análisis mensual para 2020.

Tabla 11. Indisponibilidad de capacidad de generación por falta de gas natural en el SIN, SBCA y SEN. 2020 [MW]

GCR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
CENTRAL	628.0	351.5	-	-	-	-
NORESTE	1,201.0	180.0	615.0	-	-	81.0
NOROESTE	323.1	386.0	4,026.5	452.0	-	-
NORTE	-	-	0.0	360.0	675.0	-
OCCIDENTAL	813.5	802.0	174.0	-	145.0	-
ORIENTAL	250.0	-	120.0	-	290.0	-
PENINSULAR	655.0	84.0	100.0	2,130.0	748.1	269.0
SIN	**3,870.6**	**1,803.5**	**5,035.5**	**2,942.0**	**1,858.1**	**350.0**
SBCA	-	-	-	-	-	25.9
SEN	**3,870.6**	**1,803.5**	**5,035.5**	**2,942.0**	**1,858.1**	**375.9**

GCR	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CENTRAL	-	-	-	-	-	-
NORESTE	5,047.7	2,370.6	4,314.9	6,396.9	1,692.0	3,225.0
NOROESTE	1,210.0	1,150.8	-	682.0	1,554.1	914.0
NORTE	1,259.0	890.0	2,889.5	1,244.3	-	16.0
OCCIDENTAL	408.7	213.0	701.5	357.5	38.0	191.0
ORIENTAL	-	69.0	253.0	198.0	30.0	468.0
PENINSULAR	550.0	360.0	615.0	2,850.6	469.0	2,632.0
SIN	**8,475.4**	**5,053.4**	**8,773.9**	**11,729.3**	**3,783.1**	**7,446.0**
SBCA	120.1	9.6	250.0	-	159.0	-
SEN	**8,595.6**	**5,063.0**	**9,023.9**	**11,729.3**	**3,942.1**	**7,446.0**

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En términos generales, la indisponibilidad de generación por falta de gas natural en el SIN en 2020 se redujo 54.7% en comparación con lo reportado en 2019. Además de falta de gas natural, algunas GCR presentaron indisponibilidades de UCE por falta de otros combustibles. La tabla 12 muestra la indisponibilidad de generación asociada a la falta de combustibles para todas las GCR y sistemas que integran el SEN en 2020.

La GCR Noreste, registró una indisponibilidad de generación debido a la falta de carbón en las unidades 1 y 3 de la central Río Escondido en noviembre de 2020. Por otra parte, las unidades 1, 2, 3, 4, 6 y 7 de la central Petacalco en la GCR Central reportaron indisponibilidad de combustóleo en octubre y noviembre.

Para el caso del Sistema BCA, la central geotérmica Cerro Prieto reportó indisponibilidad de combustóleo

En 2020 La indisponibilidad de generación por falta de gas natural reportó una reducción de **54.7%** con respecto a lo registrado en 2019. Comparando los periodos mostrados el segundo semestre de 2020 incrementa la indisponibilidad de generación por esta causa

para dos unidades turbogás en el mes de octubre. En el Sistema BCS, la central Punta Prieta, las unidades 1, 2 y 3 reportaron indisponibilidad de combustóleo en el mes de marzo.

La indisponibilidad de las UCE por falta combustibles, como el combustóleo, también incrementó en 2020, además se registró falta de carbón en la GCR Noreste

Tabla 12. Indisponibilidad de capacidad de generación por falta de combustibles en el SIN, SBCA, SBCS y SEN, 2020 [MW].

GCR	CARBÓN	COMBUSTÓLEO	GAS	TOTAL
CENTRAL	-	2,077.0	979.5	3,056.5
NORESTE	180.0	-	25,124.1	25,304.1
NOROESTE	-	-	10,698.5	10,698.5
NORTE	-	-	7,333.8	7,333.8
OCCIDENTAL	-	-	3,844.2	3,844.2
ORIENTAL	-	-	1,678.0	1,678.0
PENINSULAR	-	-	11,462.7	11,462.7
SIN	**180.0**	**2,077.0**	**61,120.8**	**63,377.8**
BAJA CALIFORNIA	-	38.8	564.7	603.5
BAJA CALIFORNIA SUR	-	102.0	-	102.0
SEN	**180.0**	**2,217.8**	**61,685.5**	**64,083.3**

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

La indisponibilidad de capacidad de generación por falta de combustóleo incrementó de 160.3 MW en 2019 a 2,217.8 MW en 2020. Sin embargo, este año no se reportó falta de reserva operativa en los sistemas aislados por lo que se descarta una afectación en las respectivas zonas de potencia.

2.2.4 Principales disturbios en el SEN en 2020

Definido en el Código de Red, un disturbio es la alteración de las condiciones normales del SEN, afectando en su totalidad o a una de sus partes y que puede llegar a producir una interrupción en el suministro eléctrico[11]. Bajo esta consideración, durante 2020, el SEN registró un total de 16,054 disturbios cuya clasificación agrupa 2,269 disturbios en Alta Relevancia, 2,096 en Media Relevancia, 965 en Baja Relevancia y 10,724 en Mínima relevancia.

[11] Apartado C. Glosario, página 30. Código de Red.

Del total de disturbios registrados en el SEN en 2020, se reportaron 2,684 disturbios que derivaron en la interrupción del suministro con un total de 34,320 MWh de afectación. Las causas frecuentes de este tipo de eventos, se puede enunciar en orden de importancia y recurrencia el disparo de protecciones de los elementos de la RNT, las fallas de infraestructura, los eventos de fuerza mayor y casos fortuitos y, con menor incidencia, las acciones operativas y licencias.

En la tabla 13, se muestran los eventos que mayor afectación registraron durante 2020 y específicamente la tabla 14 muestra el evento registrado en el último trimestre del año que tuvo repercusión en múltiples GCR. El evento de mayor afectación en el SEN se presentó en la GCR Peninsular el 07 de octubre con una interrupción de carga de 5,016 MWh como resultado de la tormenta tropical "Delta" sobre las zonas de Cancún y la Riviera Maya, este evento tuvo una duración de más de 21 horas.

El segundo evento en importancia se registró el día 26 de noviembre en la GCR Noreste donde una estructura colapsada interrumpió el suministro a la zona de Monterrey con una afectación de 1,324 MWh durante más de 4 horas. El tercer disturbio reportado, con una afectación de 1,070 MWh, se presentó en la GCR Noreste como resultado del daño en una línea de 115 kV en la zona de Monclova.

El siguiente evento en orden de afectación se presentó en el mes de abril, con una pérdida de carga de 940 MWh en la zona Monterrey derivado de la interacción de fauna nociva con una fase de un autotransformador en la SE Huinalá. Con una interrupción equivalente a 913 MWh, en quinto lugar se registró un evento en la GCR Oriental causado por disparo de línea en 115 kV en la zona de Coatzacoalcos.

En la tabla 13 se muestran los 12 disturbios de mayor afectación. Cabe señalar que, por su naturaleza múltiple y el total de afectación, el disturbio registrado el 28 de diciembre de 2020, se muestra en la tabla 14.

En 2020, el total de disturbios en el SEN fue de:
16,054

De ese total, aquellos disturbios que derivaron en afectación de carga fueron:
2,684

La carga afectada durante estos disturbios fue:
34,320 MWh

El evento de mayor afectación individual se registró en la GCR Peninsular con una afectación de:
5,016 MWh
que fue resultado del paso de la tormenta tropical "Delta".

Tabla 13. Principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación, 2020.

Mes	GCR	Relevancia	Afectación [MWh]	Descripción	Causa
octubre	Peninsular	Alta	5,016	Evento fortuito o fuerza mayor	Afectación de carga por la tormenta tropical "Delta"
noviembre	Noreste	Alta	1,324	Evento fortuito o fuerza mayor	Estructura 26 colapsada, con acfectación de carga
diciembre	Noreste	Media	1,070	Evento de falla de línea	Cable de potencia dañado lado de baja, fase C, con afectación de carga
abril	Noreste	Alta	940	Evento fortuito o fuerza mayor	Fauna nociva en devanado terciario del AT en fase B, operando la 87AT con afectación de carga
septiembre	Oriental	Media	913	Evento de disparo de línea	Por disparo de línea Teapa-73200-TROY entre zonas Veracruz e Innophos Fosfatados de México.
junio	Noreste	Alta	665	Evento de falla de línea	Daño en la Fase A de entre estaciones 10 y 11 con afectación de carga
septiembre	Baja California	Alta	587	Evento de pérdida de generación	Disparo de generación con corte de carga por control de enlace
abril	Central	Alta	430	Evento de falla de línea	LT Lázaro Cárdenas Potencia-93220-SICARTSA Dos y LT-93210 fuera de servicio por falla en Petacalco T10.
julio	Noreste	Media	422	Evento salida de línea por licencia	Mantenimiento - revisión del RIB IN-4035 por presentar daño con afectación de carga.
octubre	Peninsular	Alta	315	Evento fortuito o fuerza mayor	Afectación de carga por la tormenta tropical "Zeta"

Nota: No se muestra el disturbio registrado el 28 de diciembre.
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

La carga afectada por estos 12 eventos representa 37.4% del total de los eventos con interrupciones de suministro en el SEN. En el caso del evento múltiple de diciembre de 2020, su afectación integrada fue de 5,064 MWh equivalente a 14.7% sobre el mismo total.

Tabla 14. Disturbios que integraron el evento múltiple en el SIN ocurrido el 28 de diciembre de 2020, ordenados por grado de afectación en MWh.

GCR	Relevancia	Afectación [MWh]	Hora inicio	Descripción	Causa
Occidental	Alta	1,994	14:28:00	Evento múltiple de operación EPS 81 y DARC	Operación de EPS 81 por Baja Frecuencia, Esquema DARC ocasionado por falla externa.
Oriental	Alta	660	14:28:41	Evento de disparo de protecciones	Operación de EPS 81 por Baja Frecuencia en el SIN
Noreste	Alta	608	14:29:02	Evento fortuito o fuerza mayor	Disparo de líneas A3140 y A3D90, por incendio con afectación de carga de NIC
Noreste	Alta	576	14:28:47	Evento de disparo de protecciones	Disparo de líneas A3140 y A3D90, con afectación de carga en 15 zonas de la GCR
Norte	Alta	566	14:28:41	Evento de disparo de protecciones	Operación de EPS 81 por Baja Frecuencia debido a Disparo de 2 líneas de 400 kV en GCR Noreste
Peninsular	Alta	219	14:30:23	Evento múltiple, disturbio nacional, operación EPS 81	Falla coincidente, disturbio nacional, operación de esquema 81 por baja frecuencia en 4 pasos hasta 58.9 Hz
Noreste	Alta	183	14:29:02	Evento fortuito o fuerza mayor	Disparo de líneas A3140 y A3D90, por incendio con afectación de carga de TPC
Noreste	Media	125	14:28:54	Evento de disparo de protecciones	Disparo de líneas A3140 y A3D90, con afectación de carga
Noreste	Media	106	14:28:47	Evento de disparo de protecciones	Disparo de líneas A3140 y A3D90, con afectación de carga entre zona Victoria y zona Montemorelos
Noreste	Alta	27	14:29:54	Evento de disparo de protecciones	Falla coincidente, disturbio nacional, disparo de líneas A3140 y A3D90, con afectación de carga de ALP

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Los 10 eventos listados ocurrieron en el SEN en un lapso de 2 minutos y 30 segundos. Una de las causas principales de este evento fue un incendio que, combinado con las condiciones operativas prevalecientes en el SIN, provocó el disparo automático de dos líneas de transmisión de 400 kV en la GCR Noreste. Para mayor información sobre este evento consultar el Informe final publicado por CFE en su portal electrónico[12].

En términos generales, el total de disturbios con afectación de carga en el SEN reportó una reducción de 10.9% al pasar de 3,013 en 2019 a 2,684 en 2020. Una de las causas por las que se registró esta disminución fue la disminución de la demanda resultado de la contingencia sanitaria. El evento múltiple de diciembre incidió sobre los indicadores de calidad de la RNT y las RGD, efectos que serán analizados en los siguientes capítulos.

[12] Enlace en el portal de CFE: Informe Final Panel de Expertos.pdf (cfe.mx)

2.3. Monitoreo del Sistema de Baja California

El sistema Baja California, se encuentra interconectado con el sistema eléctrico de California, EUA.

El Código de Red incluye criterios aplicables a este sistema los cuáles son vigilados por la Comisión con apoyo del WECC

En el Código de Red se incluyen criterios que aplican exclusivamente al Sistema Interconectado de Baja California, como resultado de la necesidad de mantener la coordinación técnica entre los Sistema Eléctricos de Baja California en México y el sistema eléctrico de California, en los Estados Unidos. Dichos criterios derivan de estándares de confiabilidad que guardan congruencia con aquellos elaborados por la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) y corresponden a los siguientes:

1. BAL-001-MX-0 Real Power Balancing Control Performance
2. INT-001-MX-0 Interchange Information
3. BAL-006-MX-0 Inadvertent Interchange
4. CIP-001-MX-0 Sabotage Reporting
5. INT-003-MX-0 Interchange Transaction Implementation
6. PER-001-MX-0 Operating Personnel Responsibility and Authority
7. PER-002-MX-0 Operating Personnel Training
8. PER-003-MX-0 Operating Personnel Credentials
9. VAR-002-WECC-MX-0 Automatic Voltage Regulators (AVR)
10. VAR-501-WECC-MX-0 Power System Stabilizer (PSS)

La Comisión atendiendo a sus atribuciones previstas en la LIE y el RLIE, a partir del año 2018, lleva a cabo la vigilancia y monitoreo del cumplimiento de dichos criterios específicos de confiabilidad aplicables a Baja California con el apoyo del *Western Electricity Coordinating Council* (WECC[13]), en los términos

[13] Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (EUA), por sus siglas en inglés.

previstos en el contrato[14] que para tal efecto suscribió la Comisión con el WECC.

Una de las actividades fundamentales que forman parte de la vigilancia y monitoreo de los criterios específicos en Baja California, está asociada con la definición de un Programa Anual de Monitoreo, basado en una herramienta que utiliza el WECC que detalla diversos procesos para llevar a cabo el monitoreo y vigilancia de los criterios de confiabilidad en México, de conformidad con la legislación mexicana aplicable. A través de los procesos antes mencionados, se realizan requerimientos periódicos de información hacia las entidades obligadas a cumplir con los criterios de confiabilidad de México.

A continuación, se describen de forma general, los procesos previstos en el Programa Anual de Monitoreo y los cuáles son implementados con apoyo de WECC para llevar a cabo el monitoreo y la vigilancia de los criterios de confiabilidad de México:

a. **Auditorías de cumplimiento.** La periodicidad de las auditorías está definida en función de las actividades que lleven a cabo los sujetos obligados. Asimismo, se podrán llevar a cabo auditorías en respuesta a un disturbio en el sistema, una queja o una posible violación identificada.
b. **Autocertificaciones.** La Comisión puede requerir a un sujeto obligado en cualquier momento a que autocertifique su cumplimiento con los criterios específicos de confiabilidad.
c. **Revisión puntual (spot checks, en inglés).** Pueden ser iniciados en cualquier momento por la Comisión, para revisar o confirmar autoreportes, información periódicamente suministrada o autocertificaciones. Estas revisiones pueden ser aleatorias o pueden ser iniciadas en respuesta a eventos, problemas operativos, etc.

El Programa Anual de Monitoreo prevé procesos para el monitoreo y vigilancia de los criterios de confiabilidad de México en el SBCA

[14] Contrato Núm. CRE/16/2018

d. **Investigaciones de cumplimiento.** Pueden ser iniciadas en cualquier momento en respuesta a un disturbio en el sistema, una queja, ante la identificación de una presunta violación de los criterios de confiabilidad de México, o a solicitud de la Comisión.
e. **Autoreportes.** Son presentados, en su caso, por los sujetos obligados cuando advierten que no están cumpliendo con alguno de los criterios específicos o cuando cambia el nivel de severidad de una violación previamente reportada. Estos reportes pueden ser presentados en cualquier momento.
f. **Suministro periódico de información.** Algunos de los criterios específicos de confiabilidad requieren que se suministre periódicamente información que demuestre el cumplimiento con los referidos criterios.

Los pasos específicos para el desarrollo y ejecución de cada uno de los procesos antes mencionados se describen en forma detallada en el programa antes mencionado. Para el año 2020, derivado de las actividades de monitoreo y vigilancia, no se identificaron posibles violaciones a los criterios específicos de confiabilidad aplicables a Baja California.

De acuerdo con actividades de vigilancia establecidas en el Programa Anual de Monitoreo, **no se identificaron transgresiones** a los criterios de confiabilidad aplicables al **Sistema Baja California**

2.3.1. Aplicación del Protocolo Correctivo en el Sistema de Baja California

De acuerdo con la información del CENACE, este mecanismo de adquisición de Potencia y Productos Asociados se implementó debido a la indisponibilidad y derrateo de capacidad de las UCE del sistema, así como al incremento de demanda, usualmente presentada en los meses de verano. Esto aunado a la falta de recursos de generación ha presentado en años anteriores la reducción de los niveles de Reserva Operativa en el SBCA.

En el seguimiento del cumplimiento de las disposiciones de Código de Red, se identificaron aquellas que estuvieron cercanas al incumplimiento durante los EOA y EOE del Sistema BCA, las cuales se enlistan a continuación:

- Criterio OP-38: “El CENACE debe mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos para que el SEN maximice el tiempo de Estado Operativo Normal previniendo los Estados Operativos de Alerta o Emergencia”.
- El numeral 2.1.6 Requerimiento de Reserva para los Estados Operativos del SEN, del Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional, señala que el CENACE debe de mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en la Tabla 2: Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN, los cuales se muestran en la Tabla 1 del presente Reporte de Confiabilidad, al SBCA le corresponde el cumplimiento de los porcentajes indicados en la columna de Otros.

Las disposiciones que se cumplieron sobre el límite permitido fueron:

Del Código de Red:
- Criterio OP-38

Del Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN:
- Numeral 2.1.6

2.3.2 Gestión de la contratación de Potencia

El día 10 de diciembre de 2019, el CENACE publicó a través del Sistema de Información de Mercado (SIM), la notificación de aplicación del Protocolo Correctivo para la gestión de la contratación de Potencia en caso de emergencia, dadas las condiciones de baja reserva previstas en el Sistema Eléctrico de Baja California durante el periodo de junio a septiembre de 2020.

El CENACE gestiona la contratación de potencia derivada de la aplicación del **Protocolo Correctivo**

De esta manera se formalizaron 4 contratos para la adquisición de 351.9 MW de capacidad de generación conforme al “Modelo de Contrato de Compra-Venta de Productos Asociados a la aplicación del Protocolo Correctivo en el Sistema Baja California”, publicado en el SIM el 10 de diciembre de 2019.

En 2020 se formalizaron 6 contratos:
4 de compra-venta de Productos Asociados al Protocolo Correctivo
1 de compra-venta de energía al mayoreo; y
1 de Habilitación de Asistencia por Emergencia

Por otra parte, por medio de un contrato regulatorio para Compra-Venta de Energía al Mayoreo entre el CENACE y el *Imperial Irrigation District*, (IID, compañía de servicios públicos de electricidad con sede central en Imperial, California) se consolidó un enlace en media tensión con capacidad de transferencia de hasta 27 MW entre California, EUA y Baja California, México, a través del cual se realizaron transacciones de energía en el periodo del 08 de julio al 30 de septiembre de 2020. Adicionalmente, se

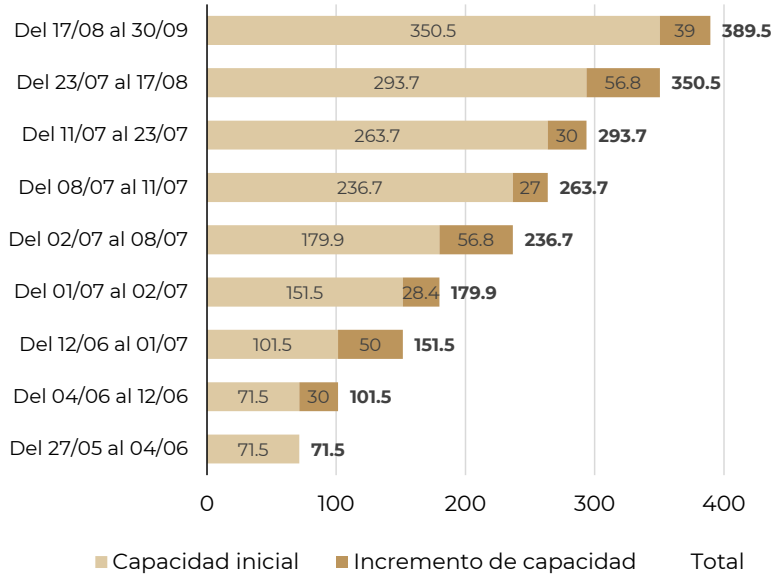
Como parte de la aplicación del Protocolo Correctivo del SBCA, CFE interconectó en 2020:
39 MW con 2 unidades móviles

instruyó a CFE la interconexión de dos unidades móviles a la subestación Cerro Prieto Uno con capacidades de 19 y 20 MW.

Del total de potencia adquirida, la entrega de energía se fue realizando de manera gradual, de acuerdo con los tiempos de los proyectos y los periodos de prueba de las UCE. La figura 16 muestra los periodos de entrega de energía con base en la disponibilidad de la capacidad de generación

Figura 16. Fecha de entrega de Capacidad y adiciones potencia adquirida asociada al Protocolo Correctivo para el Sistema BCA, 2020 [MW]

La potencia total entregada para la aplicación del Protocolo Correctivo del SBCA, fue de:
389.5 MW en 2020



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE

La aplicación del Protocolo Correctivo del SBCA, también incluyó:
20 MW con un contrato de Habilitación de Asistencia por Emergencia

También se realizó un contrato de Habilitación de Asistencia por Emergencia con *Arizona Public Service* por 20 MW, con cuál no se realizaron transacciones de energía. Asimismo, es importante mencionar que el CENACE realizó transacciones de importación, con el Mercado del CAISO[15], por confiabilidad y de emergencia, para afrontar la condición de déficit de reservas, a través del enlace internacional que se mantiene por la interconexión eléctrica del SBCA con el WECC, incrementando la capacidad de la

[15] Operador Independiente del Sistema de California, por sus siglas en inglés.

interconexión internacional de 408 a 600 MW en función de las condiciones operativas de ambos sistemas

2.3.3 Resultados de la Aplicación del Protocolo Correctivo

La aplicación del Protocolo Correctivo para el Sistema de Baja California en 2020 por parte del CENACE, se presentó bajo condiciones de déficit de reserva operativa debido al incremento en la demanda del sistema, indisponibilidades y derrateos de capacidad de las unidades a lo largo del verano. De conformidad con la información reportada por el CENACE, la aplicación de este protocolo evitó:

- 260 horas de operación en EOE y 1 hora de operación en EOA.
- 46,397 MWh de Energía No Suministrada y un acumulado de 14,011,981 de usuarios afectados.

De esta forma se atendieron los retos operativos previstos para los meses de junio a septiembre en el Sistema de Baja California, con la finalidad de mantener la seguridad, Calidad, Confiabilidad y Continuidad del suministro.

La aplicación del Protocolo Correctivo evitó:
- **260** horas de EOE
- **1** hora de EOA
- **46.4 GWh** de ENS

RUTA DE
EVACUACION

3

Capítulo Tres
Desempeño de la RNT

Con la finalidad de garantizar la prestación del servicio de transmisión en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de las instalaciones y equipos que componen la RNT, así como de las instalaciones y equipos de los Usuarios Finales, el artículo 18 de las Disposiciones de la RNT y de las RGD, establece los indicadores de disponibilidad, continuidad y calidad, que deben ser observados por CFE Transmisión.

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

3.1 Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT

Con fines de garantizar el suministro bajo condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, es necesario mantener la disponibilidad de los elementos de transmisión. De manera enunciativa y no limitativa, se incluyen para la evaluación del Índice de Disponibilidad de la RNT (IDT), los elementos siguientes:

i. Líneas de transmisión en niveles de tensión de 69, 85, 115, 138, 161, 230 y 400 kV,

ii. Equipos de transformación en los niveles de tensión del inciso anterior, y

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

El índice establecido para la evaluación de disponibilidad de la RNT es aplicable, en una primera instancia, a cada GRT y en otra a nivel nacional. Para definir este índice, se establecieron los siguientes casos de excepción, los cuales no deberán ser considerados para evaluar la disponibilidad de un elemento:

i. Cuando la duración de la interrupción sea menor a 5 minutos,

ii. Cuando el elemento deba salir de operación por otras obras en construcción,

iii. Por caso fortuito o fuerza mayor,

iv. Cuando sea necesario desenergizar el elemento en estado operativo de alerta o estado operativo de emergencia, o por regulación de tensión, de conformidad con el Código de Red, y

v. Cuando haya un disturbio en la RNT.

De conformidad con lo anterior, en la Figura 17 se muestra la disponibilidad de los elementos de la Red de Transmisión por cada GRT para el periodo 2016-2020. En este caso, se hace una comparación con la

Red Nacional de Transmisión (69 – 400 kV)

Red de Transmisión (161 – 400 kV)
Red de Subtransmisión (69 – 138 kV)

Gerencias Regionales de Transmisión

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

El Índice de Disponibilidad de los elementos de la RNT

Para un periodo determinado es el valor porcentual de la capacidad (MVA) de la infraestructura de transmisión que permanece disponible respecto de la capacidad total de la infraestructura de transmisión en todas las tensiones, en el ámbito de una zona o GRT

referencia mínima para cada Gerencia establecido en las Disposiciones de la RNT y las RGD marcado con una línea (para la Red de Subtransmisión se establecieron límites transitorios a cumplir y a partir de 2019 toda la RNT debe observar la misma disponibilidad obligatoria).

El IDT reportado en 2020, presenta mejorías con respecto al año anterior en las GRT de Baja California, Norte, Noreste, Oriente y Sureste. En contraparte, las GRT Noroeste, Central, Peninsular y Occidente reportaron reducciones marginales en relación con 2019, pero mantienen su indicador dentro de niveles aceptables.

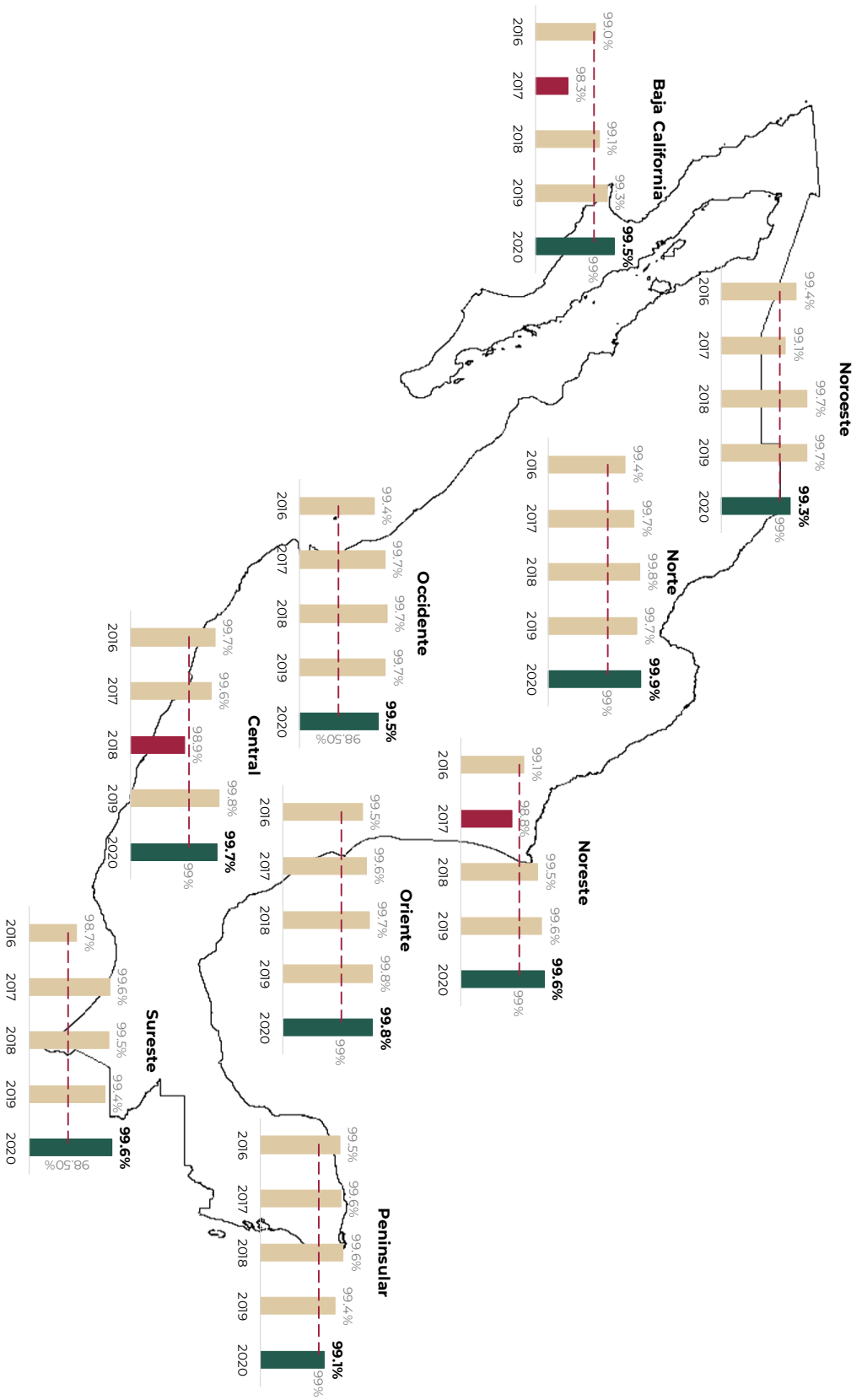
De esta manera, se puede observar que, para 2020 el IDT promedio muestra condiciones favorables en todas las GRT, ya que se encontraron por encima de la meta establecida, además cabe destacar que, en este sentido, la meta fue solventada con márgenes holgados. El análisis de la disponibilidad promedio de los elementos de la Red de Transmisión mostrado en la Tabla 15, presenta la variación porcentual del IDT promedio del último año en relación con el límite obligatorio y su evolución histórica desde 2016.

Tabla 15. Disponibilidad promedio de los elementos de la Red de Transmisión por GRT, 2016-2020.

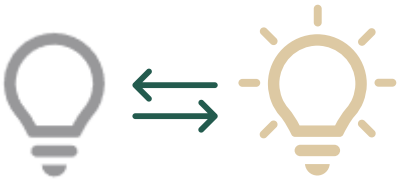
GRT	Disponibilidad Mínima de referencia	2016	2017	2018	2019	2020	2020 VRL[1]
Baja California	99.00%	99.03%	98.33%	99.13%	99.33%	99.53%	0.53% ▲
Noroeste	99.00%	99.42%	99.13%	99.69%	99.67%	99.26%	0.26% ▲
Norte	99.00%	99.44%	99.67%	99.81%	99.74%	99.85%	0.85% ▲
Noreste	99.00%	99.12%	98.81%	99.47%	99.57%	99.63%	0.63% ▲
Central	99.00%	99.65%	99.56%	98.88%	99.77%	99.70%	0.70% ▲
Oriente	99.00%	99.53%	99.64%	99.72%	99.80%	99.80%	0.80% ▲
Peninsular	99.00%	99.52%	99.55%	99.61%	99.40%	99.14%	0.14% ▲
Occidente	98.50%	99.40%	99.67%	99.73%	99.69%	99.50%	1.00% ▲
Sureste	98.50%	98.72%	99.56%	99.54%	99.44%	99.62%	1.12% ▲

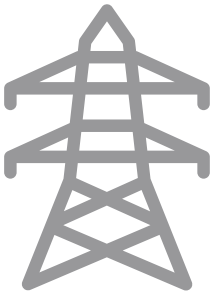
[1] *Variación en puntos porcentuales de la disponibilidad promedio en relación con el límite obligatorio.*
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Figura 17. Disponibilidad de los elementos de transmisión por GRT, 2016-2020.



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





3.2 Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI)

Definido como el promedio de interrupciones por usuario ocurridas en la RNT, el SAIFI tiene como objetivo evaluar la continuidad de la RNT. Para determinarlo se consideran las interrupciones con duración mayor a cinco minutos experimentadas por el usuario final y el total de usuarios de la RNT. Considerando el origen de las interrupciones, se calculan dos índices: el SAIFI que evalúa las interrupciones ocurridas en la RNT atribuibles al transportista y el SAIFI Total que además adiciona las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o fuerza mayor. La evaluación de este índice es útil para la identificación de medidas preventivas para reducir las interrupciones en el suministro.

Establecido con base en las Disposiciones de la RNT y de las RGD, el valor máximo permitido del SAIFI, correspondiente a las interrupciones atribuibles a la operación y mantenimiento de la RNT en el SEN, no deberá ser mayor a 0.20 interrupciones por usuario final de la RNT en promedio anual a nivel nacional. En el caso del SAIFI Total, resulta innecesaria una meta por la naturaleza u origen de las interrupciones que son atribuibles a casos fortuitos o fuerza mayor.

SAIFI

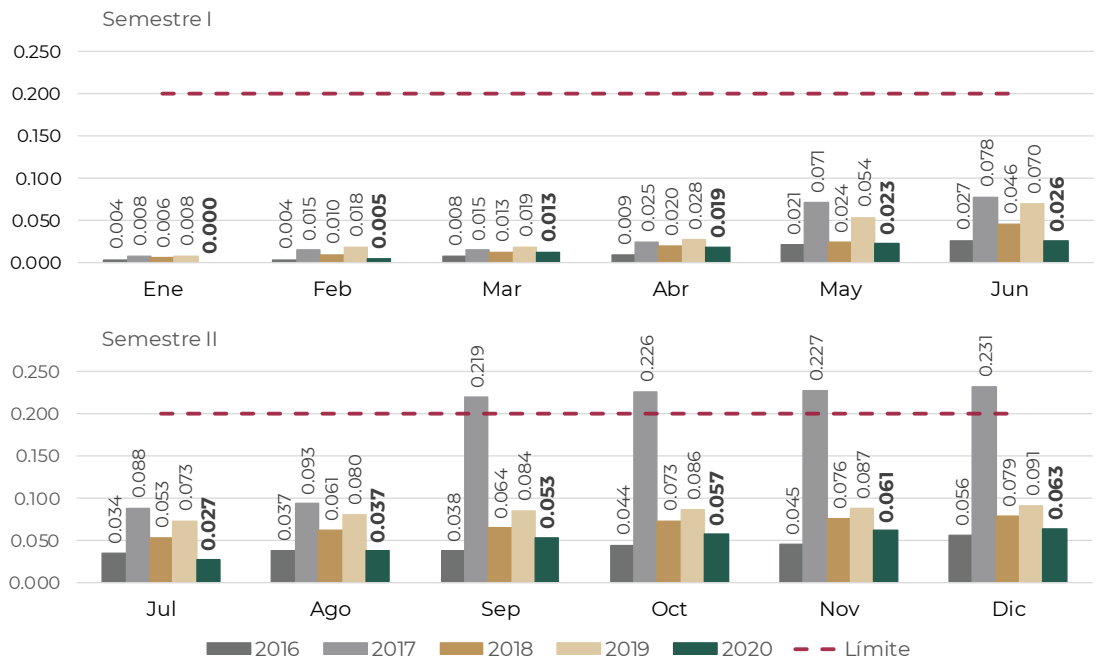
La mayor variación se presentó en septiembre por falla de equipos y conductores

El acumulado aceleró su crecimiento durante el semestre II

En la Figura 18 se observa el promedio acumulado del SAIFI atribuible a cuestiones operativas para el periodo 2016 – 2020. Como se observa, durante el año que se presenta, el índice se mantuvo por debajo de su límite establecido. Es importante mencionar que además de mantenerse considerablemente por debajo del límite establecido, el SAIFI en 2020 fue menor en comparación con el valor reportado en los tres años anteriores.

De los 5 años evaluados, 2017 fue el único que reportó valores fuera del límite, a partir de ese año, el índice se mantiene con valores aceptables. La variación porcentual del SAIFI atribuible a causas operativas de 2020 disminuyó 30.77% en relación con 2019.

Figura 18. SAIFI atribuible a causas operativas en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2020. [interrupciones Promedio por usuario]



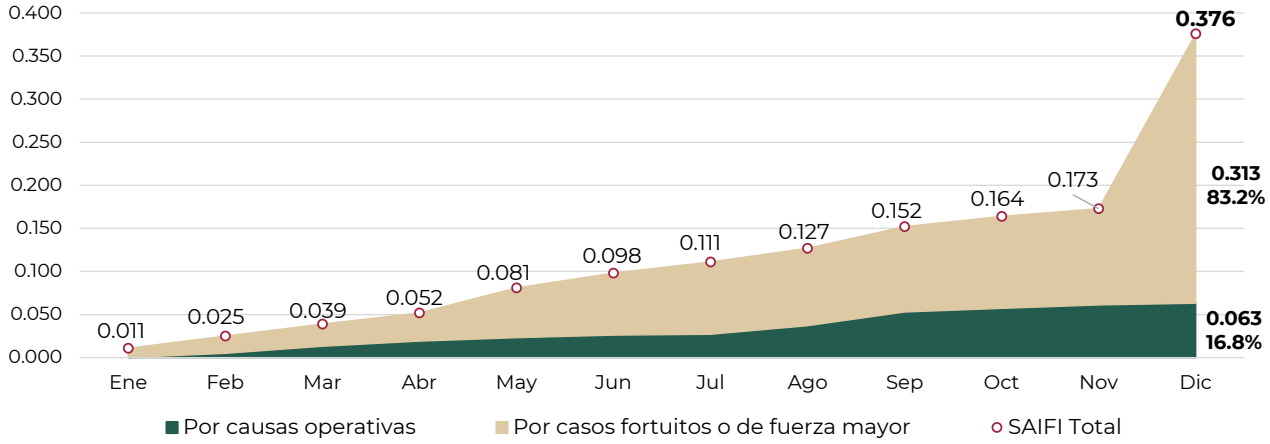
Nota: Para 2016 el valor del indicador corresponde solo al desempeño de la Red de Transmisión, para los demás años corresponde al desempeño de la RNT.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Al cierre de 2020, el SAIFI Total, resultado de las interrupciones por usuario atribuidas a causas operativas más las derivadas de casos fortuitos o de fuerza mayor, reportó un incremento de 53.47% en relación con lo registrado al cierre de 2019. Este comportamiento se asocia a la gran cantidad de interrupciones registradas durante el mes de diciembre de 2020, tan solo en el mes de diciembre ocurrieron casi el 25% del total de las interrupciones reportadas para 2020, y más del 80% de estas se atribuyen a incendios y fenómenos de la naturaleza; a su vez, es importante destacar que más del 70% de las interrupciones, correspondientes a este mes, ocurrieron el día 28 de diciembre, fecha en que se registraron cortes en el suministro, derivado de la salida de dos líneas de transmisión por incendio en la región noreste del país (doble contingencia), lo que provocó la salida de más elementos de transmisión por saturación de enlaces y desviaciones de frecuencia entre las regiones del norte y el resto del Sistema Interconectado Nacional.

28/12/2020

En esta fecha se registró un disturbio múltiple, por caso fortuito o de fuerza mayor, con mayor afectación del suministro a los usuarios finales y el de mayor impacto respecto al desempeño de la RNT

Figura 19 Composición del SAIFI Total de la RNT, 2020. [Interrupciones promedio por usuario].



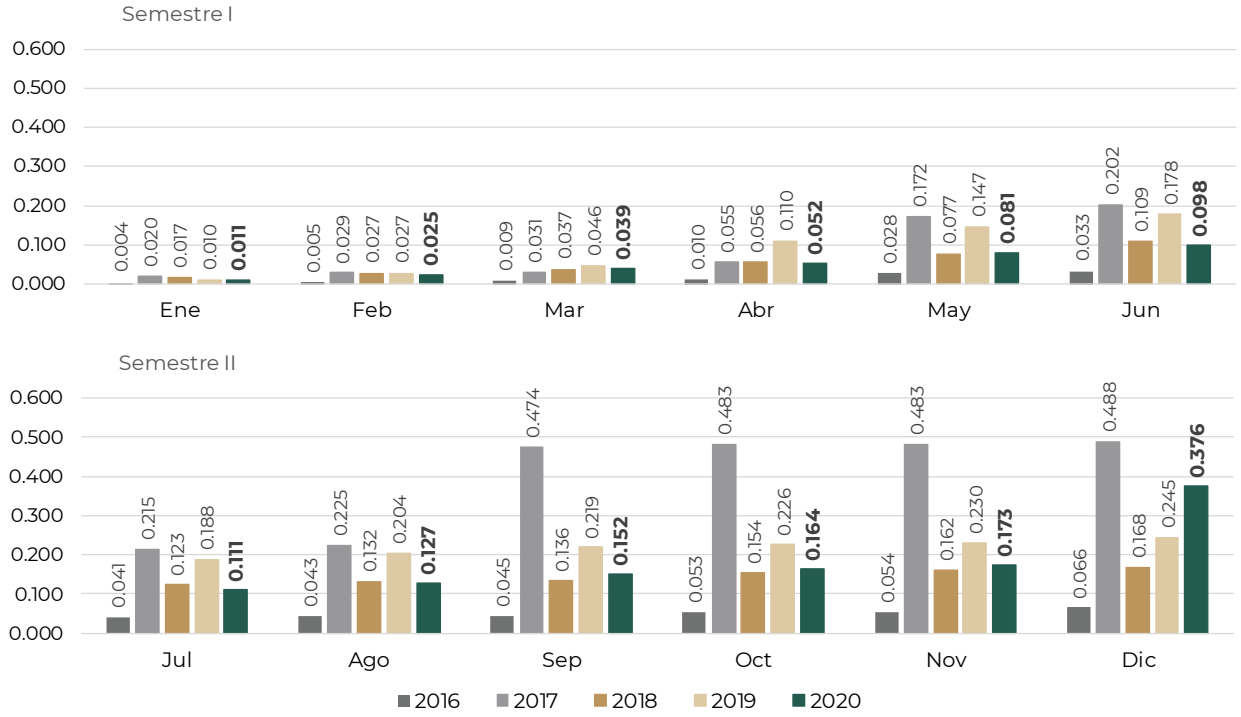
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Como se puede apreciar, la componente del SAIFI Total asociada a los casos fortuitos o de fuerza mayor representa más del 83% de las interrupciones por usuario ocurridas en 2020. Por ser valores acumulados, el gráfico presenta hacia el final del año un incremento relevante en las interrupciones por los motivos antes expuestos. La comparación mensual de este índice en el periodo 2016-2020 puede observarse en la Figura 20.

Debido a su naturaleza, este índice no es contrastado con un límite o referencia, sin embargo, en el análisis histórico se puede observar que guarda una tendencia creciente, el valor de este indicador durante los primeros 11 meses del 2020 mantuvo su comportamiento en torno a los valores que se presentaron durante el 2018 y 2019, sin embargo, hacia el final del año aumentó su valor acumulado a más del doble, debido a las interrupciones del mes de diciembre, lo que hizo que se aproximara al valor reportado en 2017, año en el que el sismo que se presentó fue el disturbio que incrementó considerablemente el valor de los indicadores.

El seguimiento a los casos fortuitos o de fuerza mayor deberá reforzarse para identificar posibles soluciones en los programas de ampliación y modernización correspondientes.

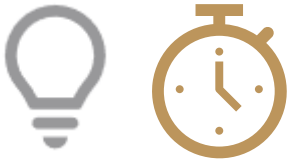
Figura 20. SAIFI Total atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016 – 2020. [Interrupciones promedio por usuario]



Nota: Para 2016 el valor del indicador corresponde solo al desempeño de la Red de Transmisión, para los demás años corresponde al desempeño de la RNT.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

3.3 Índice de duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI)

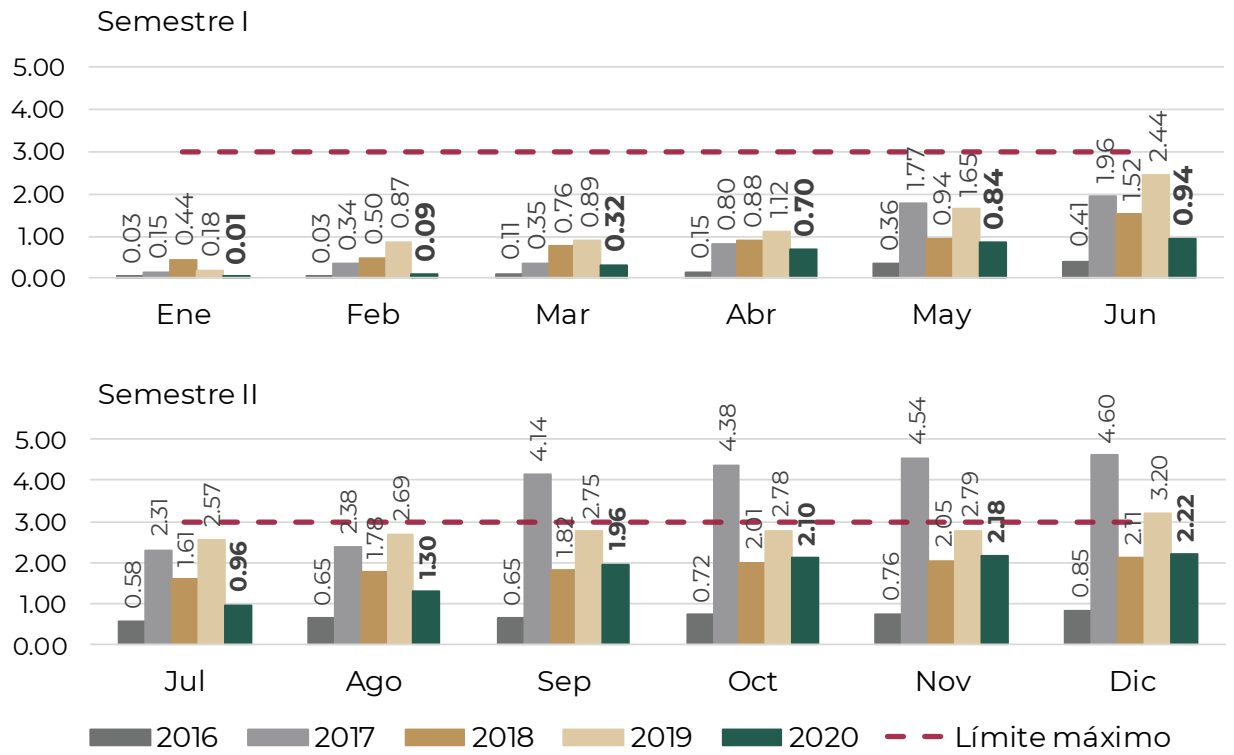
Definido como el tiempo promedio que un Usuario Final permanece sin servicio de energía eléctrica, durante un período de evaluación específico, el SAIDI tiene por objetivo, medir (en horas) el tiempo total de afectación que experimenta un usuario final, ya sea debido a causas asociadas al transportista o a casos fortuitos o de fuerza mayor. Para este índice, se miden únicamente las interrupciones con duración mayor a cinco minutos.



El límite o valor máximo de SAIDI a nivel nacional, sin considerar las interrupciones por caso fortuito o fuerza mayor, deberá ser de 3 minutos en promedio al año. En el caso del SAIDI Total que contempla todas las interrupciones, incluidas las derivadas de casos fortuitos o de fuerza mayor, no se establece un límite máximo de SAIDI.

La Figura 21 indica el promedio acumulado mensual del SAIDI atribuible a causas operativas para el periodo 2016-2020. En el último año se observa que el comportamiento del indicador es favorable con respecto al límite establecido, además de registrar valores menores a los que se presentaron en el año 2019.

Figura 21. SAIDI por causas atribuibles al transportista en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2020. (duración promedio de las interrupciones por usuario en minutos)



Nota: Para 2016 el valor del indicador corresponde solo al desempeño de la Red de Transmisión, para los demás años corresponde al desempeño de la RNT.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Al cierre de 2020 el SAIDI atribuible a causas operativas, presentó un total acumulado anual de aproximadamente 2 minutos 13 segundos, lo que representa un 26.13% por debajo del límite y un 30.71% por debajo del valor registrado en 2019.

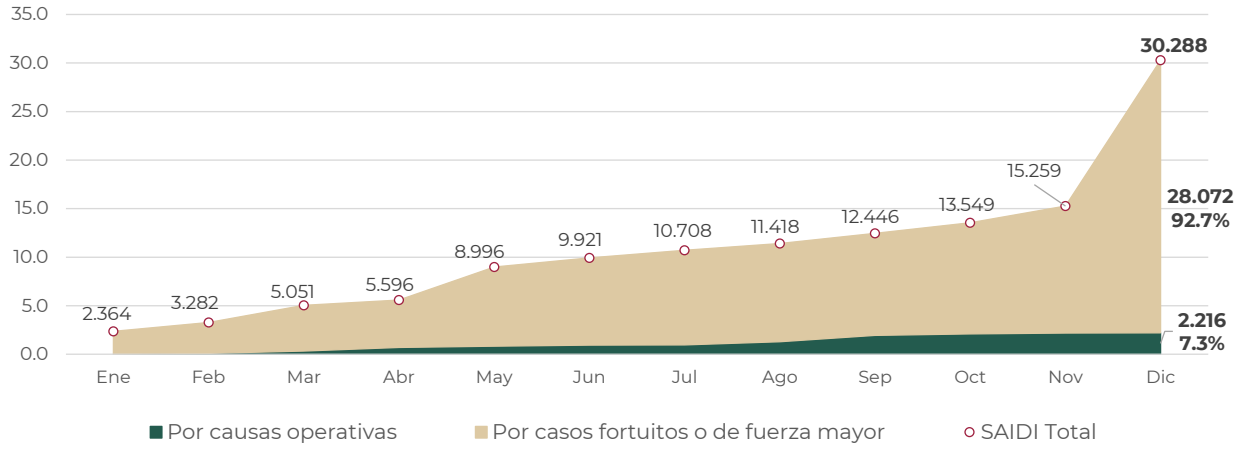
Al cierre de 2020, el SAIDI Total, resultado de la duración de las interrupciones por usuario atribuidas a causas operativas más las derivadas de eventos de fuerza mayor o casos fortuitos reportó un incremento de 42.2% en relación con lo registrado al cierre de 2019. En el caso de la duración de las interrupciones atribuidas a casos fortuitos o de fuerza mayor el valor acumulado del indicador se incrementa gradualmente desde el mes de enero hasta el mes de noviembre donde alcanza un valor aún por debajo del acumulado que se presentó en 2019, sin embargo, en diciembre se presenta un incremento que termina por colocar a 2020 como el segundo año con mayor duración de las interrupciones, sólo por debajo de 2017.

SAIDI

La mayor variación se presentó en septiembre. Por fallas de equipos y conductores y descargas atmosféricas

El acumulado aceleró su crecimiento durante el semestre II

Figura 22. Composición del SAIDI Total de la RNT, 2020. [acumulado anual; minutos promedio por usuario]

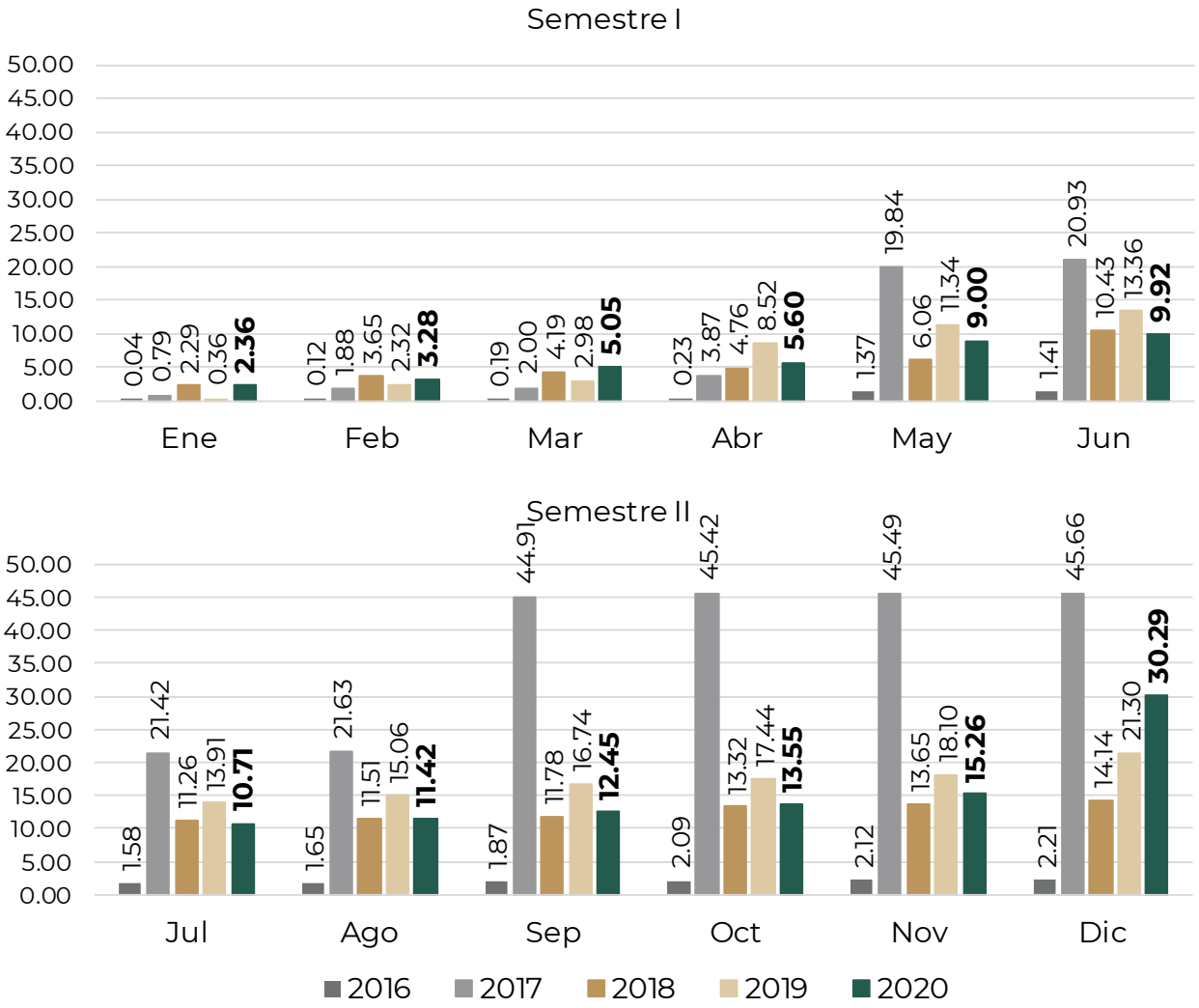


Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Como se puede apreciar, la componente del SAIDI Total asociada a los casos fortuitos o de fuerza mayor representa más del 92% de la duración de las interrupciones por usuario en el 2020. Por ser valores acumulados, el gráfico presenta hacia el final del año un incremento relevante en la duración de las interrupciones, lo que refleja el aumento en la cantidad de casos fortuitos o de fuerza mayor que provocaron interrupciones prolongadas en la RNT en

el 2020, lo cual se asocia a las causas previamente señaladas en el apartado anterior. La comparación mensual de este índice en el periodo 2016-2020 puede observarse en la Figura 23. Deberá hacerse un análisis detallado de las causas de los disturbios para integrar a la planeación mecanismos que permitan una mejor respuesta a estos eventos y se reduzca el tiempo y se mitiguen los efectos de las interrupciones.

Figura 23. SAIDI Total en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2020 [minutos promedio por usuario]

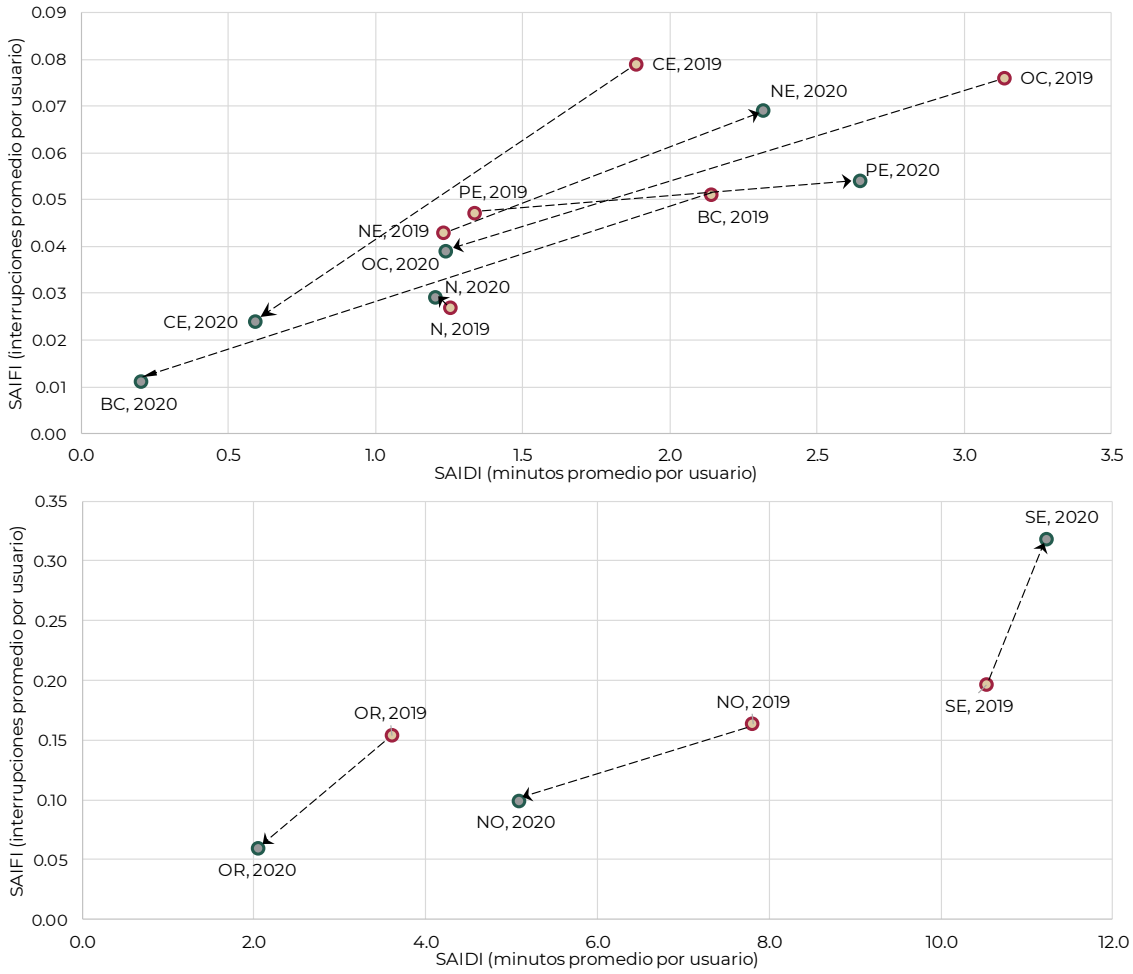


Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

En un análisis conjunto, la Figura 24 muestra los indicadores SAIDI y SAIFI atribuibles a causas operativas, donde se puede observar su evolución por GRT para el último año. Las flechas mostradas indican que la GRT Norte disminuyó ligeramente en el valor

del SAIDI, sin embargo, incrementó ligeramente en el valor del SAIFI; por su parte para las GRT Noreste, Peninsular y Sureste se observa un incremento en el valor de ambos indicadores; y en el caso de las GRT Baja California, Central, Occidente, Oriente y Noroeste, estas disminuyeron en el valor de SAIDI y SAIFI mostrando un mejor desempeño en comparación con el reportado para el año anterior.

Figura 24. Indicadores SAIFI y SAIDI por causas operativas por GRT, 2019 y 2020.[16]



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

[16] Las GRT se separaron para fines ilustrativos por la escala de los valores y gráficos

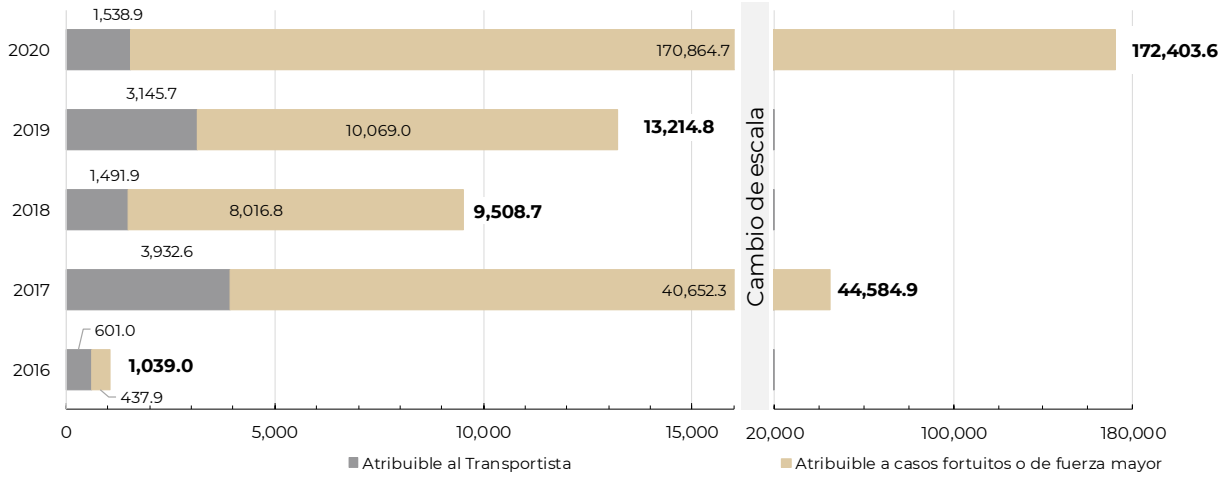
3.4 Energía no suministrada en la RNT (ENS)

ENS

El valor del indicador en el mes de diciembre para la GRT Noreste asciende a **162,286.78 MWh** por casos fortuitos o de fuerza mayor

Otro indicador que es evaluado para determinar el desempeño de la RNT es el de Energía no suministrada (ENS), a través del cual se mide la energía que se deja de suministrar a los usuarios finales debido a interrupciones mayores a cinco minutos en la RNT y cuyo objetivo es evaluar la continuidad del servicio para identificar medidas correctivas y/o preventivas que promuevan la reducción de las interrupciones. Este índice se evalúa para cada GRT y considera interrupciones provocadas por caso fortuito o fuerza mayor o atribuibles a la operación de la RNT. La Figura 25 presenta la ENS Total que se registró en la RNT en los últimos cinco años. Se muestran sus componentes de causas operativas y por eventos de caso fortuito o de fuerza mayor. El índice muestra un incremento considerable con respecto al histórico en las dos categorías.

Figura 25. Componentes del indicador de ENS atribuibles a causas operativas y caso fortuito o de fuerza mayor en la RNT, 2016-2020. [MWh]



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

En el último año, la ENS asociada a causas operativas registró una disminución de 51.1% mientras que la ENS atribuible a casos fortuitos o de fuerza mayor aumentó en casi 15 veces en el mismo periodo. Al igual que los indicadores de interrupciones, la ENS Total presenta una tendencia incremental que, indica una disminución en la confiabilidad y la continuidad de la RNT ante casos fortuitos o de fuerza mayor.

En el análisis de los índices SAIFI Total en conjunto con la ENS Total de las GRT mostrado en la Figura 26, se puede apreciar que las GRT Oriente y Noreste presentaron un incremento en el valor de ambos indicadores; por su parte las GRT Central y Noroeste redujeron SAIFI Total, sin embargo, incrementaron su ENS Total y viceversa para la GRT Sureste; a su vez se observa que las GRT Baja California, Norte, Occidente y Peninsular presentaron una reducción en el valor de ambos indicadores mostrando un mejor desempeño en comparación con el reportado para el año anterior.

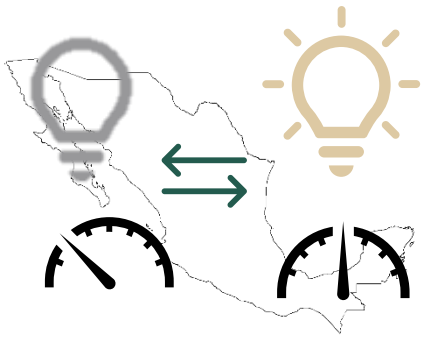
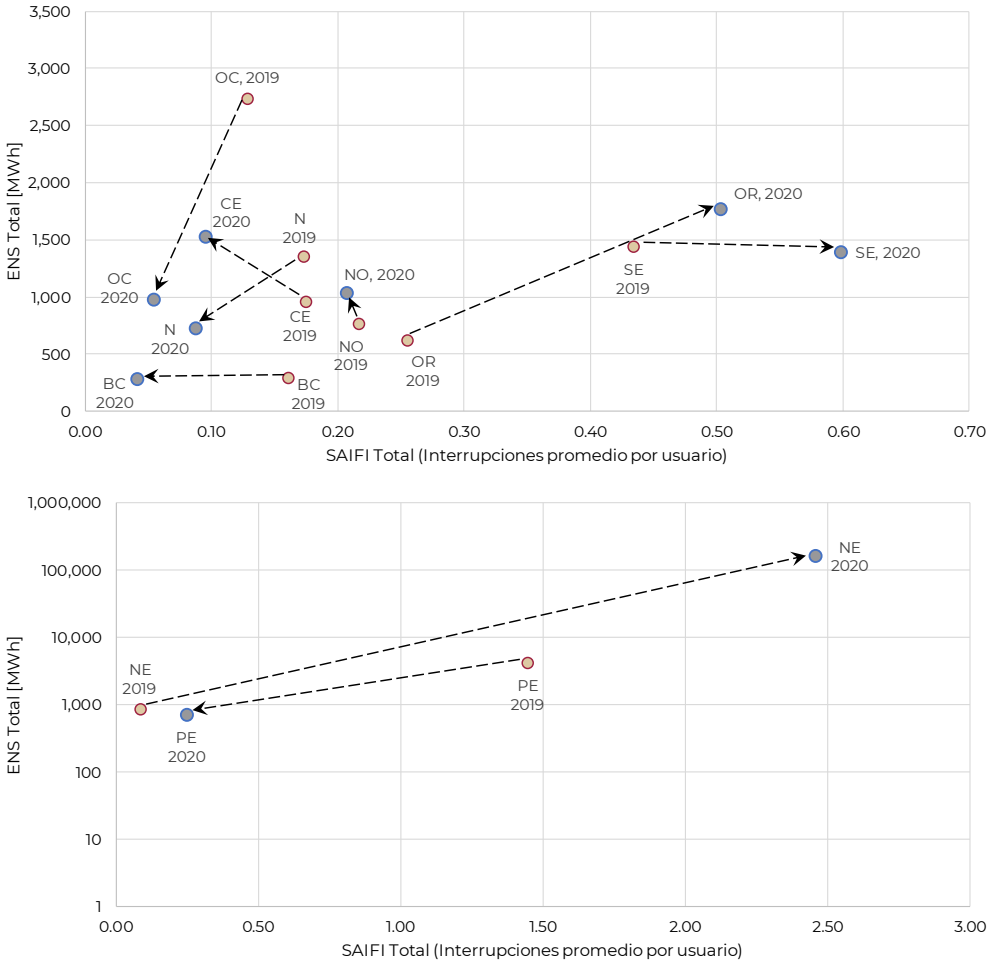


Figura 26. Indicadores SAIFI Total y ENS Total por GRT, 2019 y 2020.[17]



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

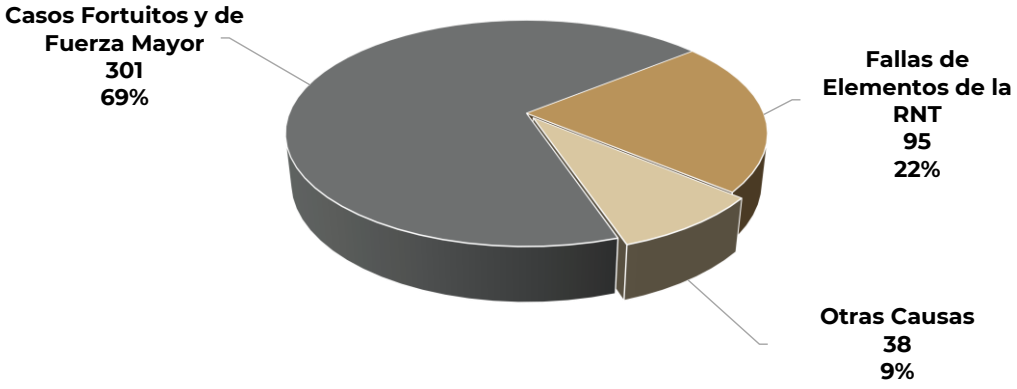
[17] Las GRT se separaron para fines ilustrativos por la escala de los valores y gráficos

Incendios
94 eventos, 21.7%
del total de
interrupciones

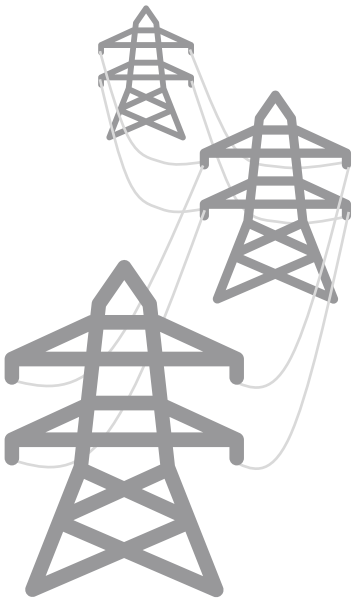
Fenómenos de la
naturaleza
91 eventos, 21.0%
del total de
interrupciones

En la figura 27, se muestra la distribución por causas de las interrupciones relacionadas con los indicadores en lo que respecta al año 2020, como se puede observar, las fallas reportadas en los elementos de la RNT representaron 22% del total de las interrupciones, por otro lado, el 9% corresponden a diversas causas que para fines ilustrativos se agrupan como otras causas y como se ha presentado a lo largo de este capítulo las interrupciones debidas a casos fortuitos y de fuerza mayor representan al grupo más numeroso con un 69% de un total de 434 interrupciones.

Figura 27. Causas de las interrupciones mayores a 5 minutos en la RNT en 2020.



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



3.5 Saturación y sobrecargas en la RNT

Debido a su estructura física, al comportamiento de la demanda de las diferentes regiones y la disponibilidad de generación, los corredores de transmisión de la RNT se ven eventualmente sujetos a congestión. En el 2020, se presentaron diferentes circunstancias operativas que tuvieron como resultado que algunos corredores de transmisión alcanzaran su límite operativo.

Las causas principales y recurrentes se asocian a las altas demandas de verano, bajas demandas en invierno, reducciones de demanda prolongadas posteriores a los períodos de máxima demanda vespertina y nocturna, indisponibilidad de generación por restricciones y calidad del gas natural, retraso de mantenimientos programados de generación y fallas forzadas, retraso de obras de transmisión y de nuevas centrales eléctricas. Con base en lo anterior, los

principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos en la red de transmisión, o que se controlan mediante esquemas de protecciones para no rebasar sus límites, en 2020, se muestran de manera ilustrativa en la Figura 28.

Adicionalmente, en la Tabla 16 se reportan elementos de la RNT que acumularon tiempo de operación con sobrecarga, sin contingencia, durante el 2020; lo cual es indicativo de que la infraestructura de la RNT se está viendo rebasada por el crecimiento de la demanda y de los flujos de transmisión a través de ciertos elementos. Las GCR Norte y Noroeste presentan el mayor tiempo de operación con sobrecarga, por su parte la GCR Oriental es la que más elementos sobrecargados reporta.

La ejecución de proyectos de transmisión resulta primordial para mantener los niveles de confiabilidad del SEN y mejorar los indicadores en las diferentes GRT, los niveles de congestión se han incrementado en los enlaces identificados y la evolución de la demanda de ciertas regiones en conjunto con la entrada en operación de unidades de centrales eléctricas, han generado cambios en los flujos de transmisión que provocaron saturación en los corredores incrementando el riesgo de interrupción del servicio.

Los Sistemas de **Baja California Sur y Mulegé no presentan saturaciones** debido a sus condiciones de generación y demanda.

Las GCR Baja California, Noroeste, Oriental, Occidental y Peninsular **presentaron operación de elementos con sobrecarga** por contingencias.

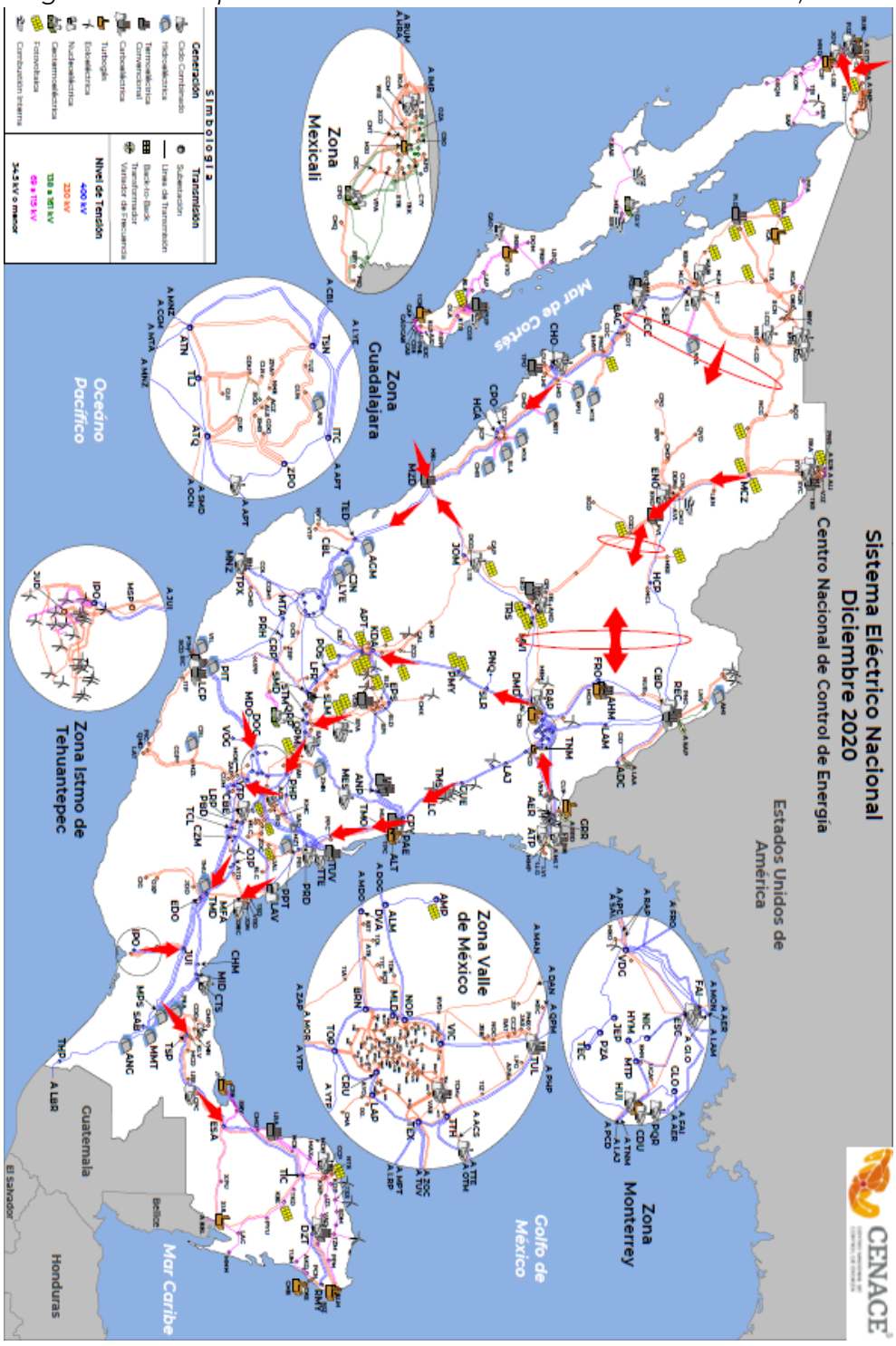
Tabla 16. Operación con Sobrecarga en Elementos de la RNT por GCR, 2020. [hh:mm:ss]

GCR	Elementos de Transmisión con Sobrecarga			Tiempo total acumulado con Sobrecarga de Elementos [1]
	Autotransformador	Transformador	Línea de Transmisión	
Baja California	-	3	-	54:05:00
Noreste	5	-	1	19:49:00
Noroeste	1	12	15	13240:30:00
Norte	4	19	-	5626:32:00
Occidental	11	1	6	15:25:52
Oriental	23	37	1	371:19:15
Peninsular	-	11	2	171:04:00

[1] Suma de los tiempos acumulados en operación con Sobrecarga para cada Elemento.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Figura 28. Principales corredores de transmisión con saturación, 2020.



Fuente: PAMRNT 2021 – 2035, elaborado por el CENACE.

4

Capítulo Cuatro Desempeño de las RGD

El artículo 18 de las Disposiciones de la RNT y las RGD, al que se hizo referencia en la sección anterior, también incluye los índices de desempeño que deberán ser observados y reportados por los Distribuidores, para asegurar la disponibilidad, continuidad y calidad de los elementos y la operación de las RGD.

A continuación, se presentan los valores de cada indicador, reportados por la CFE Distribución, sobre el desempeño de las RGD en el año 2020 y su evolución desde 2016, así como para las 16 Divisiones de Distribución.

HABM-PRMM-
RGM-GSL
1040

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

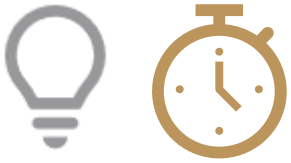
La evaluación del SAIDI en las RGD, se realiza contabilizando las interrupciones que superan los cinco minutos de duración. Con el propósito de identificar el origen y la presencia de las causas de estos eventos, así como para realizar una evaluación objetiva, es necesario clasificar este índice de la siguiente forma:

I. El primero de ellos 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. El segundo de ellos 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 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.

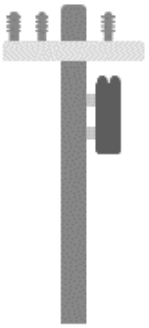
En la Tabla 17, se muestra la evolución del SAIDI promedio acumulado de las Divisiones de Distribución para el periodo 2016-2020, donde se puede observar la mejoría del indicador en todas las Divisiones de Distribución.

Las mejoras en el indicador se presentaron en mayor grado en las Divisiones de Distribución Noroeste, Sureste y Valle de México Sur, siendo ésta última la de mayor mejoría, sin embargo, la División con mejor SAIDI en 2020 fue la Valle de México Centro. En la División de Distribución Sureste, históricamente se han presentado los valores más altos del índice, 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 2020 la mayoría de las Divisiones de Distribución presentaron el valor histórico más bajo para el SAIDI.



El SAIDI
aceleró su tasa de crecimiento a partir del mes de junio

El SAIDI Total
A nivel nacional cerró en **107.93 minutos** en el 2020



Para más información consulta este vínculo:

CFE Distribución Informe público anual 2020

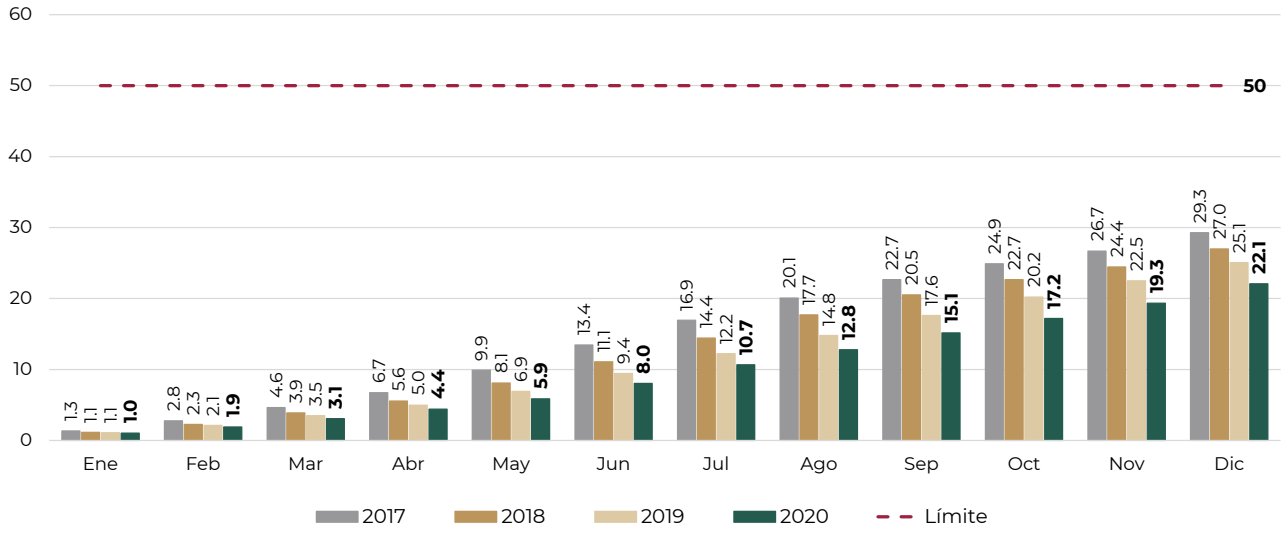
Tabla 17. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2020. [minutos]

No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	Tendencia	Variación 19-20 [1]
1	Baja California	23.43	20.82	20.58	21.41	20.72		-0.69
2	Noroeste	39.40	36.59	34.46	29.86	23.46		-6.40
3	Norte	22.44	20.74	19.22	18.67	17.21		-1.46
4	Golfo Norte	30.88	25.01	22.07	19.77	18.98		-0.79
5	Golfo Centro	41.77	38.64	40.50	35.47	31.47		-4.01
6	Bajío	24.63	23.69	22.48	21.44	19.59		-1.85
7	Jalisco	26.84	24.41	23.73	22.44	21.58		-0.86
8	Centro Occidente	21.58	19.14	18.94	18.31	16.37		-1.94
9	Centro Sur	27.31	26.73	25.77	24.75	20.44		-4.31
10	Centro Oriente	18.69	17.63	17.60	17.12	14.72		-2.40
11	Oriente	26.64	22.35	26.62	22.17	19.17		-3.00
12	Sureste	51.35	72.15	55.03	53.41	46.95		-6.47
13	Peninsular	19.12	18.38	19.24	17.24	15.05		-2.19
14	Valle de México Norte	30.54	27.67	26.11	25.47	24.39		-1.08
15	Valle de México Centro	28.19	22.53	20.82	18.37	14.35		-4.02
16	Valle de México Sur	45.19	38.09	31.83	27.79	20.81		-6.98

[1] *Una 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.

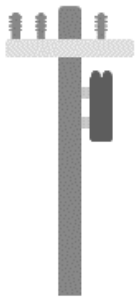
Por su parte, la Figura 29 muestra el valor del acumulado anual del SAIDI con base mensual derivado de causas asociadas al distribuidor en las RGD, el cual presentó una mejora entre 2017 y 2020. El indicador continúa en cumplimiento respecto a la meta establecida con un margen de más del 50%.

Figura 29. Acumulado anual de SAIDI en las RGD con base mensual, 2017 – 2020. [minutos]

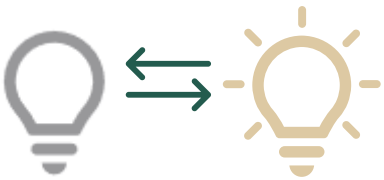


Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

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 18 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 2016-2020, 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 junio

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.

El SAIFI Total a nivel nacional cerró en **1.12** en el 2020

De manera general, el SAIFI en todas las Divisiones de Distribución se mantiene en valores aceptables, y presenta en su mayoría una tendencia de reducción en los últimos cinco años, lo que representa una mejora del índice. Sin embargo, las Divisiones de Golfo Norte, Golfo Centro, Centro Oriente y Sureste, registraron ligeros incrementos en 2020 indicando un aumento de eventos por usuario. La División Oriente, registró el mejor valor de SAIFI, mientras que la División Sureste registró el valor más alto en 2020.

Para más información consulta este vínculo:

CFE Distribución Informe público anual 2020

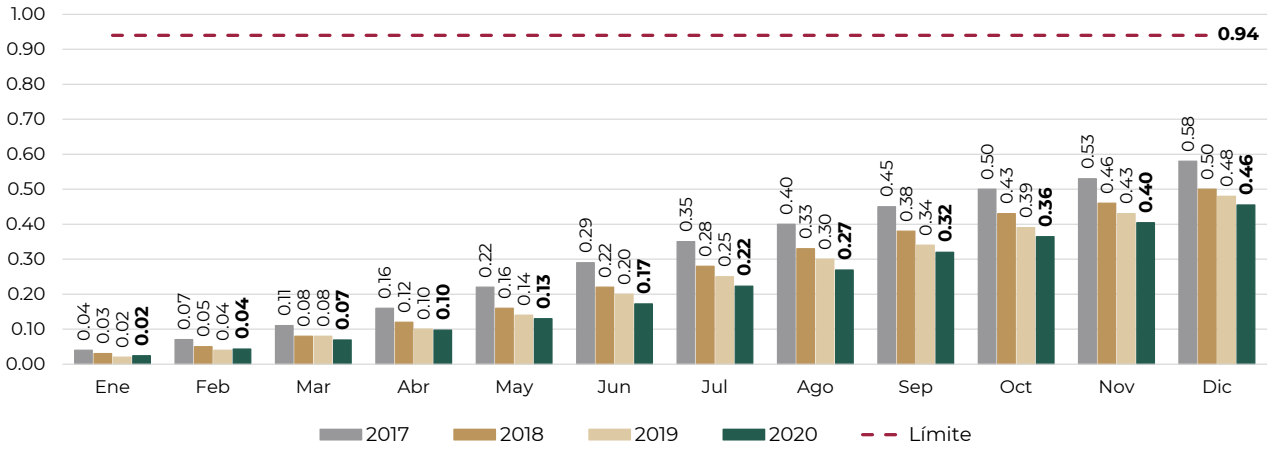
Tabla 18. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2016-2020. [eventos por usuario]

No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	Tendencia	Variación 19-20 [1]
1	Baja California	0.62	0.57	0.54	0.57	0.57		0.00
2	Noroeste	1.09	0.91	0.87	0.62	0.52		-0.10
3	Norte	0.73	0.58	0.48	0.43	0.42		-0.01
4	Golfo Norte	0.62	0.47	0.42	0.38	0.38		0.00
5	Golfo Centro	0.63	0.39	0.35	0.38	0.40		0.02
6	Bajío	0.41	0.39	0.35	0.35	0.33		-0.02
7	Jalisco	0.52	0.48	0.46	0.46	0.45		-0.01
8	Centro Occidente	0.47	0.40	0.38	0.35	0.35		-0.01
9	Centro Sur	1.07	0.70	0.53	0.58	0.56		-0.02
10	Centro Oriente	0.38	0.34	0.30	0.27	0.32		0.05
11	Oriente	0.54	0.38	0.31	0.33	0.28		-0.05
12	Sureste	1.07	0.90	0.61	0.64	0.68		0.04
13	Peninsular	0.60	0.53	0.51	0.45	0.43		-0.02
14	Valle de México Norte	0.85	0.72	0.72	0.65	0.64		-0.01
15	Valle de México Centro	0.90	0.71	0.66	0.55	0.43		-0.12
16	Valle de México Sur	0.99	0.86	0.74	0.70	0.58		-0.12

[1] *Una 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.

En el caso del SAIFI a nivel nacional para 2020, registró el valor menor de los últimos cuatro años reportados lo que indica una disminución de eventos de afectación a usuarios como se puede observar en la Figura 30. El indicador continúa en cumplimiento respecto a la meta establecida con un margen de más del 50%.

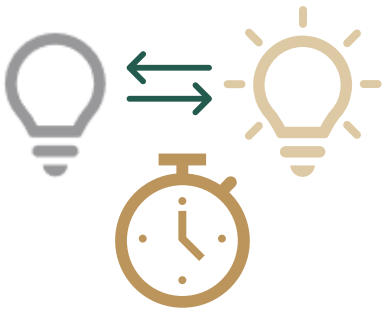
Figura 30. SAIFI nacional de las RGD, acumulado anual con base mensual, 2017 – 2020.



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

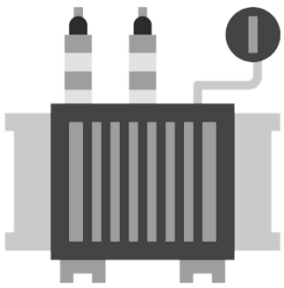
4.3 Índice de duración promedio de interrupciones por usuario en Distribución (CAIDI)

El CAIDI 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.



El CAIDI Total
A nivel nacional cerró en **96.7 minutos** en el 2020

La Tabla 19 muestra la evolución del CAIDI por División de Distribución en los últimos cinco años con la variación registrada en el último año. La tendencia que presenta este indicador ha sido alternativa, con excepción de la División Valle de México Sur que presenta una disminución en los cinco años registrados. En la tabla se puede apreciar que en el 2020 se presentó el valor histórico más bajo para 5 de las 16 Divisiones de Distribución, mientras que para el resto de ellas el valor histórico más bajo se presentó en el 2016.



La División Valle de México Centro fue la que presentó el mejor CAIDI reportado, mientras que la División Golfo Centro fue la que registró el valor más alto de este indicador, siendo esta última la que ha mantenido los valores más altos históricamente; las Divisiones Golfo Norte, Bajío, Centro Oriente, Oriente y Sureste han presentado también históricamente valores elevados de CAIDI. El máximo histórico se registró para la División Golfo Centro en 2017 y el mínimo histórico para la División Centro Sur en 2016.

La mayoría de las Divisiones de Distribución observaron un valor de CAIDI menor en el 2020 en comparación con 2019, salvo la División Oriente. Las Divisiones Golfo Centro, Centro Oriente y Peninsular registraron los mayores decrementos en la duración

Para más información consulta este vínculo:

CFE Distribución Informe público anual 2020

promedio de las interrupciones por usuario en comparación con el año previo.

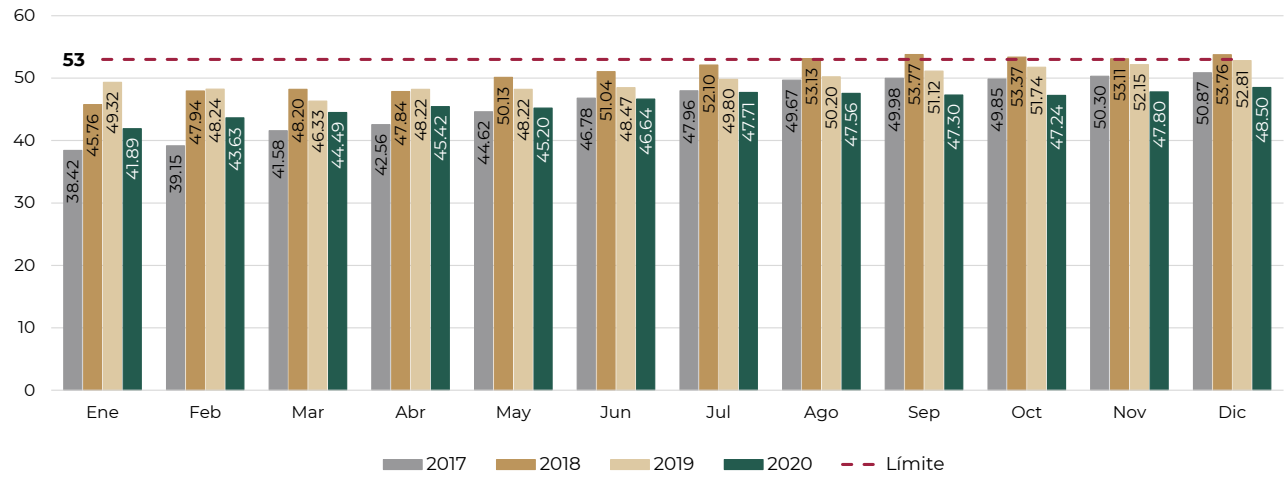
Tabla 19. CAIDI Acumulado por División de Distribución de las RGD, 2016-2020. [minutos por usuario]

No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	Tendencia	Variación 19-20 [1]
1	Baja California	37.63	36.71	38.24	37.36	36.62		-0.74
2	Noroeste	36.16	40.20	39.73	48.59	45.40		-3.19
3	Norte	30.61	35.69	39.73	43.38	40.65		-2.73
4	Golfo Norte	49.54	53.74	52.64	51.50	49.70		-1.80
5	Golfo Centro	66.72	100.04	116.30	92.51	77.97		-14.54
6	Bajío	60.40	60.70	64.42	61.23	59.21		-2.02
7	Jalisco	51.42	50.74	51.16	48.45	47.49		-0.96
8	Centro Occidente	46.38	48.07	49.39	52.89	47.40		-5.49
9	Centro Sur	25.54	38.08	48.33	42.52	36.61		-5.91
10	Centro Oriente	49.81	52.43	59.36	63.47	45.65		-17.82
11	Oriente	48.97	59.06	84.97	66.99	67.62		0.63
12	Sureste	47.94	80.54	90.06	83.82	69.29		-14.53
13	Peninsular	31.94	35.03	38.10	38.44	35.38		-3.06
14	Valle de México Norte	36.04	38.19	36.54	39.48	38.33		-1.15
15	Valle de México Centro	31.27	31.56	31.77	33.65	33.42		-0.23
16	Valle de México Sur	45.78	44.38	42.78	39.73	36.08		-3.65

[1] *Una 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.

Con base en lo reportado en las Divisiones de Distribución, el CAIDI nacional registrado mensualmente de forma acumulada, cerró 2020 con un valor de 48.50 minutos, siendo el menor valor histórico acumulado. La figura 31 muestra la evolución mensual del CAIDI nacional acumulado para el periodo 2017-2020.

Figura 31. CAIDI nacional de las RGD, acumulado mensual, 2017-2020. [minutos por usuario]



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

4.4 Compensación de potencia reactiva

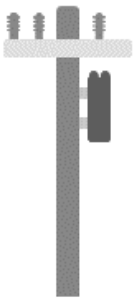
Con la finalidad de optimizar la utilización de las RGD, el Distribuidor debe vigilar y controlar el flujo de potencia reactiva que circula en la red. Para lograr lo anterior, el Distribuidor está obligado a monitorear el cumplimiento del factor de potencia de los circuitos que componen las RGD, considerando en 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.

Al inicio del periodo de análisis, en 2016, seis de las 16 Divisiones de Distribución reportaron un bajo cumplimiento del factor de potencia, este indicador mejoró 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 con un valor reportado de 76.9% y para 2020 todas las Divisiones de Distribución se encuentran dentro de la meta establecida. Esto habla del trabajo que se ha realizado sobre los circuitos de las RGD en los últimos cinco años. La Tabla 20 muestra la evolución del cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de las RGD en los últimos cinco años.

La División que mayor cumplimiento reportó en 2020 fue la Centro Occidente con 93.25%, seguida de la División Valle de México Sur con 92.77%, de la División Centro Sur con 92.73% y de la División Jalisco con 90.57%. Las demás Divisiones de Distribución se ubicaron entre el 80% y 90% de cumplimiento en 2020, siendo la División de Distribución Bajío la que presentó el valor más bajo con 81.16%.

La mayoría de las Divisiones de Distribución presentó una variación creciente en el valor de este indicador en comparación con el año previo, salvo las Divisiones Golfo Centro, Centro Sur, Oriente, Valle de México Norte y Valle de México Centro. En 2020 se registró el mayor valor promedio histórico para 8 de las 16 Divisiones de Distribución.

El promedio de cumplimiento nacional anual, con base mensual de compensación de potencia reactiva fue **87.34%**



Para más información consulta este vínculo:

CFE Distribución Informe público anual 2020

Tabla 20. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2020 [porcentaje de circuitos, promedio anual]

No.	División de distribución	2016	2017	2018	2019	2020	Tendencia	Variación 19-20 [1]
1	Baja California	89.00	88.58	88.68	87.19	89.45		2.26
2	Noroeste	83.00	86.09	81.89	85.80	89.97		4.17
3	Norte	64.00	74.06	83.26	82.07	82.72		0.65
4	Golfo Norte	82.00	82.87	83.39	82.92	85.64		2.71
5	Golfo Centro	75.00	82.54	82.86	83.62	82.81		-0.81
6	Bajío	63.00	76.89	74.50	76.86	81.16		4.30
7	Jalisco	88.00	88.29	87.41	87.73	90.57		2.84
8	Centro Occidente	72.00	85.61	89.92	91.78	93.25		1.47
9	Centro Sur	85.00	89.13	91.75	93.10	92.73		-0.37
10	Centro Oriente	85.00	89.18	90.70	84.84	86.34		1.50
11	Oriente	74.00	82.83	87.96	86.71	86.26		-0.45
12	Sureste	88.00	87.73	86.21	84.90	88.49		3.59
13	Peninsular	79.00	83.09	84.37	84.53	88.71		4.18
14	Valle de México Norte	86.00	87.44	87.28	88.09	86.73		-1.36
15	Valle de México Centro	86.00	79.24	78.35	84.86	82.18		-2.68
16	Valle de México Sur	91.00	92.93	93.85	91.97	92.77		0.80

[1] *Para éste 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.

Figura 32. Mapa de las Divisiones de Distribución.

Fuente: PAMRGD 2021 – 2035, elaborado por CFE Distribución.

Anexos

Tabla 21. Anexo 1. Resumen de índices de desempeño en el SEN.

		Margen de Reserva Operativa [%]					Calidad de la Frecuencia [%]			Disturbios [No. Eventos]	Estados Operativos [No. Estados]			Índice de disponibilidad (161, 230 y 400 kV) [%]										
Aplicación		CENACE					CENACE			CENACE	CENACE			Transmisión										
Nivel		Sistema					Sistema			Relevancia (alta, media y baja)	SEN			Regional										
Sistema		SEN	SIN	SBC	SBCS	Mulegé	SIN	Mulegé	SBCS	SEN	Alerta	Emergencia	Restaurativo	Baja California	Noroeste	Norte	Noreste	Central	Oriental	Peninsular	Occidental	Sureste		
Límite operativo		95.0 (mínimo)					No aplica			No aplica	No aplica			99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	98.5	98.5		
		(mínimos para cada región)																						
2016		99.16	99.96	99.90	98.56	98.27	99.99	100.0	100.0	8,449	228	35	2	99.02	99.41	99.44	99.20	99.65	99.53	99.51	98.39	98.72		
2017		99.77	99.60	100.0	99.60	99.87	100.0	99.99	99.99	15,878	1,156	44	0	98.33	99.22	99.58	99.11	99.40	99.66	99.62	99.68	99.59		
2018		99.41	99.43	99.06	99.29	99.83	100.0	99.87	99.97	16,581	1,404	77	0	99.13	99.77	99.83	99.41	99.73	99.77	99.73	99.62	99.68		
2019		99.95	100.0	99.92	94.27	99.83	100.0	99.96	99.97	14,013	1,823	108	0	99.41	99.59	99.71	99.57	99.78	99.81	99.30	99.64	99.60		
2020		99.97	100.0	99.92	99.05	100.0	100.0	99.42	99.98	16,054	1,808	51	0	99.13	98.86	99.82	99.44	99.67	99.74	98.87	99.35	99.57		

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

Tabla 22. Anexo 2. Índices de desempeño de las RNT y RGD.

Indicador	Aplicación	Nivel		Límite operativo	2016	2017	2018	2019	2020
Índice de disponibilidad	Transmisión	Baja California		99.00	99.03	98.33	99.13	99.41	99.53
		Noroeste		99.00	99.42	99.13	99.69	99.59	99.26
		Norte		99.00	99.44	99.67	99.81	99.71	99.85
		Noreste		99.00	99.12	98.80	99.47	99.57	99.63
		Occidente		98.50	99.40	99.67	99.73	99.64	99.50
		Central		99.00	99.65	99.56	99.79	99.78	99.70
		Oriente		99.00	99.53	99.63	99.72	99.81	99.80
		Sureste		98.50	98.72	99.56	99.54	99.60	99.62
		Peninsular		99.00	99.52	99.58	99.61	99.30	99.14
Compensación de Potencia Reactiva	Distribución	Baja California		80.00	89.00	88.58	88.68	87.19	89.45
		Noroeste			83.00	86.09	81.89	85.80	89.97
		Norte			64.00	74.06	83.26	82.07	82.72
		Golfo Norte			82.00	82.87	83.39	82.92	85.64
		Golfo Centro			75.00	82.54	82.86	83.62	82.81
		Bajío			63.00	76.89	74.50	76.86	81.16
		Jalisco			88.00	88.29	87.41	87.73	90.57
		Centro Occidente			72.00	85.61	89.92	91.78	93.25
		Centro Sur			85.00	89.13	91.75	93.10	92.73
		Centro Oriente			85.00	89.18	90.70	84.84	86.34
		Oriente			74.00	82.83	87.96	86.71	86.26
		Sureste			88.00	87.73	86.21	84.90	88.49
		Peninsular			79.00	83.09	84.37	84.53	88.71
		Valle de México Norte			86.00	87.44	87.28	88.09	86.73
		Valle de México Centro			86.00	79.24	78.35	84.86	82.18
		Valle de México Sur			91.00	92.93	93.85	91.97	92.77
SAIFI	Transmisión	Nacional	S	0.20	0.06	0.23	0.08	0.09	0.06
	Distribución	Nacional	S	0.94	0.71	0.58	0.50	0.48	0.46
			T	1.52	1.09	1.50	1.34	N.D.	1.12
SAIDI	Transmisión	Nacional	S	3.00	0.85	4.60	2.11	3.20	2.22
	Distribución	Nacional	S	50.00	30.21	29.26	26.98	25.07	22.08
			T	108.00	73.64	181.68	137.25	N.D.	107.93
CAIDI	Distribución	Nacional	S	53.00	42.77	50.87	53.76	52.81	48.50
			T	70.93	67.84	121.16	102.61	N.D.	96.69
ENS	Transmisión	Nacional	S	N.A.	601.03	3932.61	1491.94	3145.70	1538.89
			T	N.A.	1038.96	44584.91	9508.74	13214.76	172403.57

S - Índice que considera causas operativas

T - Índice que considera causas operativas + caso fortuito y fuerza mayor

N.A. = No Aplica

N.D. = No Disponible

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