CRE
COMISIÓN
REGULADORA
DE ENERGÍA

Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2018

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA, 2019.

Resumen ejecutivo

La Comisión Reguladora de Energía (la Comisión), con base en la atribución conferida por la Ley de la Industria Eléctrica de desarrollar y vigilar el cumplimiento del marco regulatorio en materia de Confiabilidad, emite, como segundo informe de desempeño en materia de confiabilidad, el *Reporte de Confiabilidad del Sector Eléctrico Nacional 2018* (RCSEN-2018). En este documento se da seguimiento a los indicadores que valoran las condiciones operativas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para mantener el Nivel Adecuado de Confiabilidad, de acuerdo a criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

La regulación de Confiabilidad expedida por la Comisión tiene como objetivo garantizar que el suministro eléctrico sea provisto bajo condiciones de seguridad, Calidad y Continuidad. De esta manera, el RCSEN-2018 integra diversos índices de confiabilidad y seguridad de los elementos de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD). Además, presenta un análisis del Margen de Reserva Operativo (MRO) para los diferentes sistemas en los últimos 3 años reportados, así como de la frecuencia, tensión y factor de potencia que presentaron en 2018, como una evaluación de la calidad de la potencia en las RGD. En cuanto a la valoración de la Continuidad del suministro, se muestran en forma de resumen los disturbios principales del SEN, su duración, afectación y una clasificación básica de las causas que les dieron origen.

De manera general, el SEN ha operado conforme a los parámetros de Confiabilidad, Calidad y Continuidad establecidos en el Código de Red durante el periodo 2016-2018. Esto es el resultado de la aplicación de los criterios y la consecución de metas del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), CFE Transmisión y CFE Distribución orientadas al cumplimiento de la regulación en materia de confiabilidad emitida por la Comisión. Aun con este resultado, el análisis de los diversos componentes del SEN permite identificar los principales retos técnicos que afronta el sector eléctrico del país, los cuales son consecuencia de falta de desarrollo de infraestructura, seguridad de abastecimiento de combustibles, altos índices de indisponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica (UCE), control de frecuencia y tensión ante la entrada de más UCE renovables variables, entre otros. A continuación, se presenta una síntesis de los principales aspectos del reporte.

Seguridad del suministro

De acuerdo con los reportes de estados operativos del SEN, el CENACE identificó como una de las causas de los Estados Operativos de Alerta (EOA), la congestión en la infraestructura de transmisión, por lo que la Comisión considera necesarias: una evaluación detallada de los próximos Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, así como un seguimiento de los tiempos de ejecución de los proyectos en curso, de tal manera que se atiendan con eficacia los problemas de congestión que han sido recurrentes.

En el caso de las salidas forzadas, estas representaron 6.4% de la capacidad instalada al cierre de 2018. De acuerdo con el CENACE, más de la mitad de la generación indisponible estuvo asociada a fallas en las UCE, pero sin una clasificación selectiva, lo que confirma la

importancia de catalogar las causas de falla para una eficiente asignación de medidas y soluciones que permitan incrementar su disponibilidad.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) mantuvo el índice de MRO dentro de los requerimientos del Código de Red durante 2018, aun cuando presentó diferentes retos para mantener el suministro continuo de energía a los usuarios finales. La mayor cantidad de EOA, se han presentado históricamente en los meses de estiaje de la primavera y el verano. Para el caso de los Sistemas de Baja California Sur y Mulegé, éstos presentan EOA por desviaciones fuera de la banda de frecuencia establecida.

Para el caso de los disturbios en el SEN, en los últimos tres años reportados, se presenta una tendencia de crecimiento que indica un incremento del riesgo de falla en el SEN. La cantidad total de disturbios presenta una tasa media de crecimiento de 40.1% para el período 2016-2018. Si bien, en 2018, más del 68% del total de disturbios fueron de mínima relevancia, la cantidad total es cercana al doble de los disturbios reportados en 2016.

Calidad de Energía Eléctrica o Calidad de la Potencia

En cuanto a la variable eléctrica de tensión, los nodos del SEN se presentaron la mayor parte del tiempo dentro de los límites operativos establecidos en el Código de Red, siendo la Gerencia de Control Regional (GCR) Oriental la que presentó el mayor número de eventos de desviación de tensión y a su vez la que presentó el mayor evento de desviación que derivó en la falla de una línea de transmisión provocando un Estado Operativo de Emergencia (EOE) en el SEN. Asimismo, se presentaron desviaciones de tensión en las GCR Norte y Baja California que ocasionaron salidas del Estado Operativo Normal (EON) del SEN, lo que sugiere una revisión de la capacidad de los equipos de compensación.

En el SIN, la frecuencia se mantuvo dentro de los límites operativos establecidos en el Código de Red. El Sistema Mulegé presentó un total de 36 eventos durante el 2018, operando fuera de la banda de frecuencia establecida, mientras que el sistema BCS, con casi tres veces menos eventos que el del Sistema Mulegé, presentó una afectación de carga mucho mayor.

En cuanto al Factor de Potencia, el índice de desempeño asociado al requerimiento de compensación de potencia reactiva en las RGD mejoró, en términos generales, en 2018 con relación al año anterior. Las Divisiones de Distribución Bajío y Valle de México Centro no cumplieron con el criterio establecido por lo que la mejora provino del incremento en el porcentaje de circuitos en cumplimiento de las Divisiones, en particular la División Norte.

Continuidad del Servicio

Los índices de desempeño asociados a las interrupciones presentan mejoras para este año con respecto del anterior en la mayoría de las regiones. Respecto a los indicadores SAIDI y SAIFI, en general hay una clara mejora con respecto del 2017 lo cual es posible interpretarlo como una disminución en el tiempo en el que usuarios finales permanecieron sin servicio de suministro de energía y en el promedio de interrupciones de dicho servicio, que a su vez se resume en una mejora en la continuidad. Cabe destacar que, para el CAIDI, se experimentan deterioros para la mayoría de las Divisiones.

Contenido

Resumen ejecutivo III
Contenido V
Índice de figuras VII
Índice de tablas VIII
Nomenclatura y siglas IX
Introducción XI
1. Marco regulatorio 13
1.1. Disposiciones Administrativas de Carácter General de Acceso Abierto y prestación del servicio de Transmisión y Distribución 14
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 15
1.3. Protocolo correctivo para que el CENACE gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia 17
1.4. Requisito de adquisición de potencia 18
1.5. Subastas por Confiabilidad 18
2. Contexto actual del Sistema Eléctrico Nacional 19
2.1. Capacidad instalada en el SEN 21
2.1.1. Capacidad instalada por región de control 23
2.1.2. Adiciones y retiros 24
2.1.3. Capacidad Instalada en Generación Distribuida 25
2.2. Generación de energía eléctrica en el SEN 26
2.2.1. Generación de energía eléctrica por región de control 27
2.3. Consumo de energía eléctrica en el SEN 28
2.4. Comportamiento de la demanda en el SEN 29
2.5. Red Nacional de Transmisión 31
2.6. Redes Generales de Distribución 33
2.6.1. Capacidad de transformación 34
3. Desempeño del SEN en 2018 35
3.1. Operación del SEN en 2018 36
3.1.1. Margen de Reserva Operativo (MRO) 36
3.1.2. Frecuencia 41
3.1.3. Tensión 43

3.1.4. Indicadores de sustentabilidad 46
3.2. Disturbios en el SEN 48
3.2.1. Estados de Alerta, de Emergencia y restaurativos del SEN 49
3.2.2. Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas del SEN en 2018 52
3.2.3. Indisponibilidad por falta de gas natural 53
3.2.4. Principales disturbios en el SEN en 2018 53
3.3. Monitoreo del Sistema de Baja California 54
4. Desempeño de la RNT 57
4.1. Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT 58
4.2. Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI) 59
4.3. Índice de duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI) 60
4.4. Energía no suministrada en la RNT (ENS) 62
4.5. Congestión en la RNT 63
5. Desempeño de las RGD 69
5.1. Índice de duración promedio de interrupciones en Distribución (SAIDI) 70
5.2. Índice de frecuencia promedio de interrupciones en Distribución (SAIFI) 72
5.3. Índice de duración promedio de interrupciones por usuario en Distribución (CAIDI) 74
5.4. Compensación de potencia reactiva 76
6. Conclusiones 78
Anexos 83

Índice de figuras

Figura 1. Sistemas interconectados y regiones de control del SEN. 20
Figura 2. Participación porcentual por tipo de tecnología sobre la capacidad instalada del SEN, 2018. 21
Figura 3. Cambios de capacidad por grupo de tecnologías, 2016-2018. 22
Figura 4. Evolución de la capacidad instalada en el SEN por tipo de tecnología, 2016-2018 [MW] 22
Figura 5. Participación de las GCR sobre el total de capacidad instalada del SEN, 2018. 23
Figura 6. Capacidad instalada en el SEN por cada GCR al cierre de 2018. 24
Figura 7. Adiciones de capacidad de centrales eléctricas en el SEN, 2018-2022 [MW]. 25
Figura 8. Adiciones de capacidad con tecnologías limpias previstas para el SEN, 2018-2022 [MW]. 25
Figura 9. Capacidad de Generación Distribuida en los años 2017 y 2018 [MW]. 26
Figura 10. Participación por tipo de tecnología sobre la generación bruta de energía eléctrica en el SEN, 2018. 26
Figura 11. Generación bruta de energía eléctrica en el SEN por tecnología 2016-2018. 27
Figura 12. Evolución del consumo bruto de energía en el SEN, 2016-2018. 28
Figura 13. Comparativo entre consumo y producción de energía eléctrica por Región de Control, 2018. 29
Figura 14. Mapa de las regiones de transmisión del SEN. 31
Figura 15. Capacidad máxima de enlaces entre Regiones de Control en el SEN. 32
Figura 16. Capacidad de los enlaces de la RNT en el SEN por Gerencia Regional de Transmisión, 2018. 32
Figura 17. Divisiones de distribución en el SEN 33
Figura 18. Eventos de desviación de frecuencia por sistema y su afectación de carga, 2018. 42
Figura 19. Indicadores de la frecuencia máxima y mínima de los sistemas BCS y Mulegé, 2018. 43
Figura 20. Eventos de desviación de tensión por sistema y su afectación de carga, 2018. 44
Figura 21. Tensión máxima y mínima de las GCR registradas en 2018. 46
Figura 22. Disturbios en el SEN por relevancia y total acumulado, 2018. 49
Figura 23. Principales causas de los Estados de Alerta y Emergencia en el SEN en 2018. 50
Figura 24. Indisponibilidad de Generación en el SEN, 2018. 51
Figura 25. Generación indisponible en el SEN, por Gerencia de Control Regional, 2018 [GWh]. 52
Figura 26. Disponibilidad de capacidad promedio durante las 100 horas críticas del SIN, 2018. 53
Figura 27. Acumulado mensual de SAIFI atribuible a causas operativas, 2016-2018. 59
Figura 28. Acumulado mensual de SAIFI atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor, 2016-2018. 60
Figura 29. Acumulado mensual de SAIDI atribuible a causas operativas, 2016-2018. 60
Figura 30. Acumulado mensual de SAIDI Total atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor, 2016-2018. 61
Figura 31. Indicadores SAIFI y SAIDI por Gerencia Regional de Transmisión, 2018. 61
Figura 32. Indicador de ENS atribuible a causas operativas y de caso fortuito o de fuerza mayor en la RNT, 2016-2018. [MWh] 62
Figura 33. Causas de interrupciones de las RNT, 2016-2018. 62
Figura 34. Principales corredores de transmisión, límites operativos y nivel de congestión. 66
Figura 35. Acumulado mensual del SAIDI en las RGD en 2017 y 2018. 71
Figura 36. Acumulado mensual del SAIFI en las RGD en 2017 y 2018. 73
Figura 37. Acumulado mensual del CAIDI en las RGD en 2017 y 2018. 76
Figura 38. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2018 [% de circuitos]. 77

Índice de tablas

Tabla 1. Capacidad total instalada en el SEN por tipo de tecnología en 2018 21
Tabla 2. Generación bruta en el SEN por Región de Control en 2018. 27
Tabla 3. Distribución de las demandas máxima integrada del SIN y coincidentes con el SEN, 2018. [MWh/h] 30
Tabla 4. Infraestructura de líneas de transmisión de la RNT en el SEN, 2016-2018. 31
Tabla 5. Infraestructura de líneas de transmisión de las RGD en el SEN, 2017-2018. 34
Tabla 6. Capacidad de transformación de las RGD, 2016-2018. 34
Tabla 7. Niveles de Reserva Operativa de acuerdo con los Estados Operativos de los sistemas que integran el SEN. 37
Tabla 8. Evolución mensual del índice MRO en el SIN, 2016-2018. 38
Tabla 9. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California, 2016-2018. 38
Tabla 10. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Baja California Sur, 2016-2018. 39
Tabla 11. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2018. 40
Tabla 12. Evolución del índice MRO del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2018. 40
Tabla 13. Desviaciones de frecuencia, Máxima y Mínima, por sistema y el acumulado de tiempo de operación fuera del EON asociado, 2018 43
Tabla 14. Desviaciones de tensión, Máxima y Mínima, por GCR y el acumulado de tiempo de operación fuera del EON asociado, 2018. 45
Tabla 15. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2018. 46
Tabla 16. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2018. [ton CO_2/MWh] 47
Tabla 17. Estados de Alerta y de Emergencia en el SEN, 2016-2018. 49
Tabla 18. Generación indisponible por Región de Control en el SEN en 2018 [GWh]. 51
Tabla 19. Capacidad Disponible en las 100 horas críticas identificadas por el CENACE por zona de potencia, 2016-2018. 52
Tabla 20. Indisponibilidad de capacidad de generación por GCR, 2018. [MW] 53
Tabla 21. Principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación en GWh, 2018. 55
Tabla 22. Disponibilidad de los elementos de la RNT por Gerencia Regional de Transmisión, 2016-2018. 58
Tabla 23. Interrupciones de energía por congestión de enlaces en 2018. 65
Tabla 24. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2018. 70
Tabla 25. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2016-2018. [eventos] 72
Tabla 26. CAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2018. 74
Tabla 27. Anexo 1. Resumen de índices de desempeño en el SEN. 83
Tabla 28. Anexo 2. Índices de desempeño de las RNT y las RGD. 84

Nomenclatura y siglas

CAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones por usuario
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
DOF	Diario Oficial de la Federación
EOA	Estado Operativo de Alerta
EOE	Estado Operativo de Emergencia
EUA	Estados Unidos de América
GCR	Gerencia de Control Regional
GD	Generación Distribuida
GWh	Gigawatt-hora ($1x10^9$ Wh) [Energía]
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]
PAMR	Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD
PENS Eficiente	Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente
PENS Máxima	Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima
PIIRCE	Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
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
RCSEN-2018	Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2018
SAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones
SAIFI	Índice de frecuencia promedio de interrupciones
SBC	Sistema de Baja California
SBCS	Sistema de Baja California Sur
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SMUL	Sistema Mulegé
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
VIRPe	Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente
VIRPm	Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Mínima

Introducción

Dentro de las atribuciones de la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión), derivadas de la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su Reglamento (RLIE), se encuentran actividades sustantivas de la regulación tales como la expedición, aplicación, monitoreo y vigilancia en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Para el monitoreo de la regulación en materia de Confiabilidad, la Comisión elabora el Reporte de Confiabilidad del SEN (RCSEN) que tiene como objetivo informar el estado del SEN, de la RNT y las RGD, con una revisión anual. En su contenido se encuentran los índices de desempeño establecidos en la regulación vigente emitida por la Comisión.

Bajo esta consideración, el Reporte integra los siguientes aspectos, haciendo uso de la información al cierre del año 2018.

Contexto actual del SEN. Se presentan las condiciones del SEN, con respecto a la capacidad instalada y retiro de centrales eléctricas, el portafolio de generación, la demanda y el consumo de energía, así como el estado de la RNT y las RGD.

Desempeño del SEN. Se integra el análisis de los principales indicadores de desempeño operativo y de sustentabilidad del SEN.

Desempeño de la RNT. Se muestran los índices de desempeño de la RNT con base en los reportes que CFE Transmisión, responsable de su control físico, reportó a la Comisión.

Desempeño de las RGD. Se muestran los índices de desempeño de las RGD, tomando como base los reportes que CFE Distribución, responsable de su control físico, reportó a la Comisión.

Recomendaciones y conclusiones. En esta sección se emiten recomendaciones sobre los principales retos identificados que, en materia de Confiabilidad, presenta el SEN.

1. Marco regulatorio

El fundamento legal de la regulación en materia de Confiabilidad se integra por diversos ordenamientos emitidos por la Comisión desde el 2016, en ejercicio de las facultades que le confiere la LIE.

Estos ordenamientos toman como base los aspectos técnicos operativos del SEN, la RNT y las RGD, así como con la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

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

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

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

1.4 Requisito de adquisición de potencia

1.5 Subastas por Confiabilidad

La regulación emitida por la Comisión en materia de Confiabilidad se integra por los siguientes instrumentos regulatorios:

1. Resolución RES/916/2015: Requisito mínimo de potencia que deberán cumplir los suministradores y usuarios calificados participantes del mercado para asegurar la Confiabilidad (Requisito de adquisición de potencia)[1].
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)[2];
3. Acuerdo A/073/2015: Protocolos correctivos y preventivos para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia (Protocolo de emergencia)[3];
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)[4];
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 mecanismos de asignación de los costos netos entre las entidades responsables de carga (Subastas por Confiabilidad)[5].

En estos instrumentos se han definido lineamientos de actuación e indicadores de Confiabilidad en la prestación de los servicios públicos de transmisión y distribución.

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

En ejercicio de la atribución a que hace referencia el artículo 12, fracción III de la LIE, la cual prevé que es facultad de la Comisión establecer las condiciones generales para la prestación del servicio público de transmisión y distribución, 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. Estas establecen 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.

[1] Liga al Diario Oficial de la Federación:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&fecha=14/01/2016
[2] Liga al Diario Oficial de la Federación:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016
[3] Liga al Diario Oficial de la Federación:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&fecha=17/02/2016
[4] Liga al Diario Oficial de la Federación:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016
[5] Liga al Diario Oficial de la Federación:
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5531059&fecha=12/07/2018

Las Disposiciones de la RNT y las RGD tienen por objeto regular las actividades de transmisión y distribución, entre otras consideraciones. Esto lo 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 CFE utilizaba indicadores propios para medir la calidad en el suministro de energía eléctrica a sus clientes. Uno de ellos es 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 internacionales 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

De conformidad con el artículo 12, fracción XXXVII de la LIE, es facultad de la Comisión expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y sustentabilidad del SEN. Asimismo, el artículo 12, fracción XLII, de la LIE, prevé que la Comisión tiene 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. En este contexto, la Comisión emitió la resolución RES/151/2016, por la que se expidió el Código de Red, el cual tiene por objeto establecer los requerimientos técnicos mínimos que deben ser observados por lo integrantes de la industria eléctrica, en el desarrollo de sus funciones, para asegurar la operación segura y confiable del SEN.

Los requerimientos técnicos incluidos en el Código de Red tienen como finalidad el desarrollo, mantenimiento, operación, ampliación y modernización del SEN de manera coordinada y eficiente con base en requerimientos técnicos-operativos, buscando que éste alcance y mantenga una condición técnica suficiente, capaz de soportar la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa (criterio n-1), siendo ésta la que, de manera subsecuente, pudiera resultar en la mayor pérdida simultánea de generación o de suministro eléctrico (medida en MW); todo lo anterior sin que se violen límites operativos de elementos en condiciones post-disturbios.

Las características asociadas a que el SEN tenga un nivel adecuado de Confiabilidad, 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;
- 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, debe contribuir a mantener y mejorar el desempeño del SEN y del MEM.

Para lograr los objetivos anteriores, en el Código de Red se han definido los siguientes criterios:

1. Criterios P: criterios técnicos generales para el proceso de planeación;
2. Criterios OP: criterios para la operación en estado operativo normal del SEN;
3. Criterios INTG: criterios requeridos a las centrales eléctricas para su interconexión;
4. Criterios CONE: criterios definidos para la conexión de centros de carga;
5. 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
6. 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.

Bajo estas consideraciones, 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

Con base en los artículos 12, fracción XXII y 135 de la LIE, entre otros, la Comisión emitió el acuerdo A/073/2015 por el que se expidieron los Protocolos correctivos y preventivos, 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.
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 a 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, estipuló en su punto de acuerdo quinto, que el Protocolo preventivo antes citado se derogaba, por lo que actualmente únicamente se encuentra vigente y a disposición del CENACE 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[6] 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:

a. La Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima aceptable para el SEN (PENS Máxima),
b. El 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 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. El propósito de las Subastas 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. 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.

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

2. Contexto actual del Sistema Eléctrico Nacional

En términos de infraestructura eléctrica, el SEN está integrado por las centrales eléctricas cuya capacidad instalada entrega energía, las redes eléctricas que la transmiten y distribuyen, los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para el control operativo y los elementos que por política energética determine la Secretaría de Energía (SENER).

En redes eléctricas se distinguen la RNT, que corresponde a todos los elementos eléctricos operando en tensiones mayores o iguales a 69 kV y las RGD, correspondientes a todos los elementos operando en tensiones menores a 69 kV.

2.1 Capacidad instalada en el SEN

2.1.1 Capacidad instalada por región de control

2.1.2 Adiciones y retiros

2.1.3 Capacidad instalada en Generación Distribuida

2.2 Generación de energía eléctrica en el SEN

2.2.1 Generación de energía eléctrica por región de control

2.3 Consumo de energía eléctrica en el SEN

2.4 Comportamiento de la demanda en el SEN

2.5 Red Nacional de Transmisión

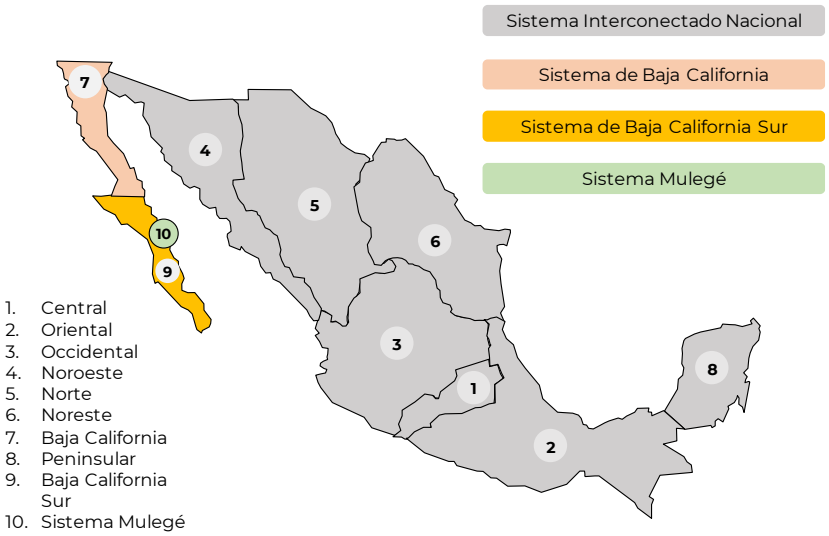
2.6 Redes Generales de Distribución

2.6.1 Capacidad de transformación

En un enfoque eléctrico, el SEN está conformado por 3 sistemas interconectados, el SIN, el Sistema de Baja California (SBC), el Sistema de Baja California Sur (SBCS) y; un pequeño sistema eléctrico, el Sistema de Mulegé (SMUL). El SBC se encuentra eléctricamente aislado del SIN, sin embargo, opera interconectado de manera síncrona a la red de la región oeste de Estados Unidos de América (EUA), por medio de dos líneas de transmisión (LT) de 230 kV en corriente alterna con una capacidad total de exportación de 800 MW y de 408 MW de importación. El SBCS y SMUL están eléctricamente aislados tanto del SIN como del SBC.

Para su control operativo, el SEN se encuentra dividido en 9 regiones de control y un pequeño sistema eléctrico[7]. La operación de estas regiones de control se encuentra bajo la responsabilidad de los 9 centros de control regional ubicados en las siguientes ciudades: Ciudad de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali y La Paz, así como un pequeño centro de control en Santa Rosalía, Baja California Sur, para el sistema de Mulegé[8]. Cada centro de control cuenta administrativamente con una Gerencia de Control Regional (GCR). En este contexto, el centro nacional de la Ciudad de México coordina el despacho económico y la operación segura y confiable de todo el SEN, con un centro nacional de alterno en la ciudad de Puebla. En la figura 1, se observan los sistemas interconectados y las regiones de control.

Figura 1. Sistemas interconectados y regiones de control del SEN.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

[7] Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, PRODESEN 2019-2033. https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliaci%C3%B3n%20y%20Modernizaci%C3%B3n%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf

[8] Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, PRODESEN 2019-2033. https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliaci%C3%B3n%20y%20Modernizaci%C3%B3n%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf

2.1. Capacidad instalada en el SEN

De acuerdo con el insumo energético de las centrales, el SEN cuenta con diversas tecnologías para la generación eléctrica mismas que constituyen la capacidad de generación instalada en el país. Al cierre de 2018 la capacidad instalada en el SEN alcanzó un total de 70,053 MW, resultado de un incremento de 3.1% con respecto a lo reportado en 2017 (67,958 MW) [9]. En la Tabla 1 y la Figura 2, se muestran la capacidad instalada por tecnología de generación y su porcentaje de participación en el portafolio de generación del país.

Tabla 1. Capacidad total instalada en el SEN por tipo de tecnología en 2018[10]

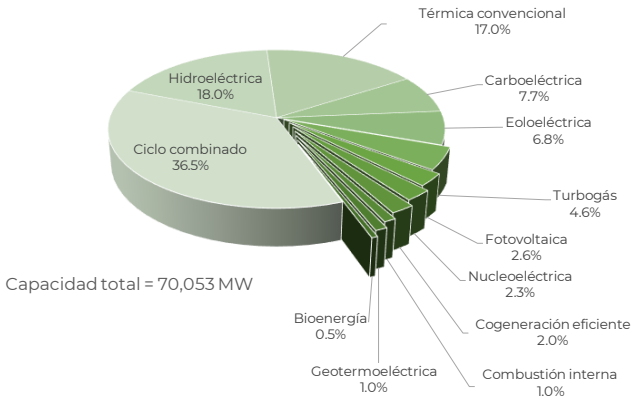
Tecnología de generación	Capacidad Instalada [MW][1]	[%]
Ciclo combinado	25,569	36.5
Térmica convencional	11,909	17.0
Carboeléctrica	5,394	7.7
Turbogás	3,222	4.6
Combustión interna	701	1.0
Cogeneración eficiente	1,401	2.0
Hidroeléctrica	12,610	18.0
Eoloeléctrica	4,764	6.8
Geotermoeléctrica	701	1.0
Nucleoeléctrica	1,611	2.3
Fotovoltaica	1,821	2.6
Bioenergía	350	0.5
Total	**70,053**	**100.0**

[1] Los datos y el total pueden no coincidir debido al redondeo

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2019-2033.

En cuanto a centrales termoeléctricas (ciclo combinado, térmica convencional, carboeléctrica, turbogás y combustión interna) su capacidad representó 66.8%, mientras que la de centrales basadas en tecnologías limpias (hidroeléctrica, eólica, nucleoeléctrica, geotérmica, solar, bioenergía y cogeneración eficiente) alcanzó 33.2%.

Figura 2. Participación porcentual por tipo de tecnología sobre la capacidad instalada del SEN, 2018.



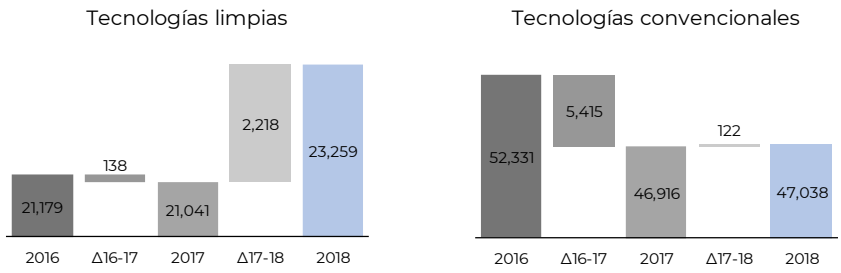
Fuente: Elaborado por la CRE con datos del PRODESEN 2019-2033.

[9] Datos actualizados en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), 2019-2033. https://www.gob.mx/sener/documentos/prodesen-2019-2033

[10] No incluye la capacidad de Generación Distribuida ni del Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

De acuerdo con los datos del PRODESEN 2019-2033, en 2018 se adicionó capacidad de generación equivalente a 3,137 MW, de los cuáles 42.0% fueron de tecnología solar fotovoltaica, 30.0% eólica, 3.0% de bioenergía y 10.9% de cogeneración eficiente, asimismo, las tecnologías convencionales aportaron 14.1%, de los cuáles 9.8% correspondió a ciclo combinado y 4.3% de combustión interna. Con base en lo anterior, la Figura 3 muestra la evolución de la capacidad instalada total por grupo de tecnologías para el periodo 2016-2018.

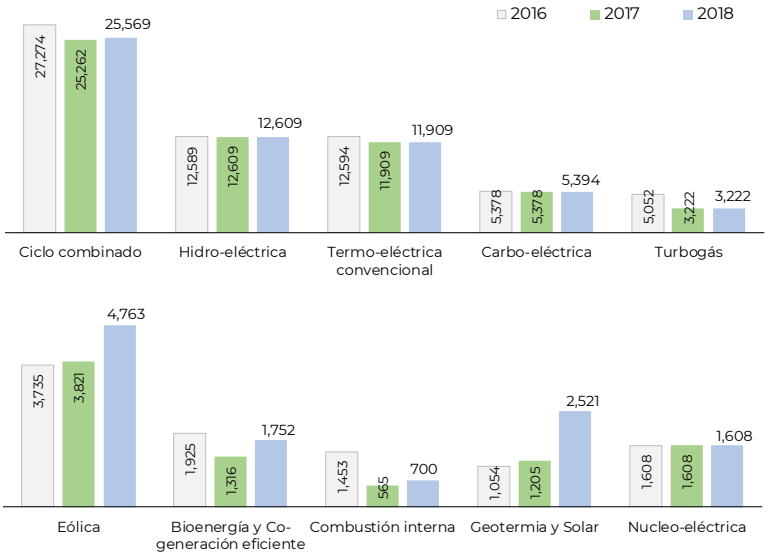
Figura 3. Cambios de capacidad por grupo de tecnologías, 2016-2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2018-2032 y el PRODESEN 2019-2033.

Se aprecia que las tecnologías limpias presentaron mayor dinamismo con un crecimiento medio anual de 5.4% y un incremento de capacidad de 2,356 MW total. La Figura 4 muestra la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología.

Figura 4. Evolución de la capacidad instalada en el SEN por tipo de tecnología, 2016-2018[11] [MW]



Nota: Se excluye la capacidad instalada de lecho fluidizado, generación distribuida y del FIRCO.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2018-2032 y el PRODESEN 2019-2033.

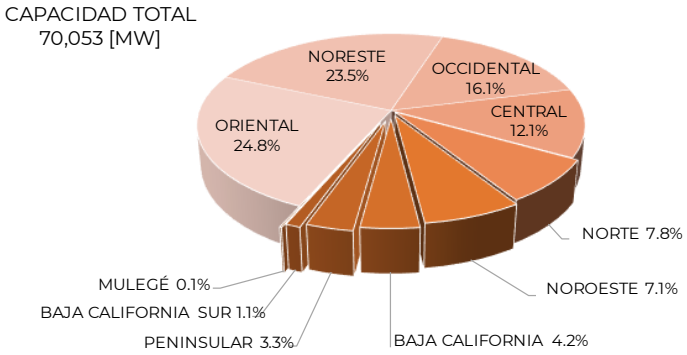
[11] Los datos presentados fueron homologados conforme a lo reportado en el PRODESEN 2018-2032, por lo que la información de 2016 y 2017 excluye lecho fluidizado, generación distribuida y los datos del FIRCO. Los datos de 2018 se calcularon con base en los porcentajes reportados en el PRODESEN 2018-2032.

La capacidad instalada del grupo de tecnologías convencionales, muestra un incremento entre 2017 y 2018 equivalente a 122 MW. Esto se debió en parte a que las centrales carboeléctricas se han mantenido prácticamente sin cambio y, aunque las tecnologías de ciclo combinado y combustión interna han incorporado nueva capacidad, alrededor de 443 MW en 2018, se han presentado retiros que, con las variaciones netas de turbogás y termoeléctrica convencional, muestran una disminución importante para este grupo de tecnologías en el período de análisis.

2.1.1. Capacidad instalada por región de control

En cuanto a la distribución geográfica de la capacidad instalada entre las Regiones de Control, destaca la participación de las centrales ubicadas en la GCR Oriental y la GCR Noreste que representan el 24.8% y 23.5% del total respectivamente, seguidas por las GCR Occidental con 16.1% y la GCR Central con 12.1%. Las GCR Norte y Noroeste con capacidades similares, aportaron 7.8% y 7.1% al total, mientras que las CGR de Baja California, Peninsular, Baja California Sur y el sistema Mulegé, con las menores aportaciones de capacidad, en conjunto representaron el 23.6% de la capacidad del SEN y cuyo detalle puede observarse en la Figura 5.

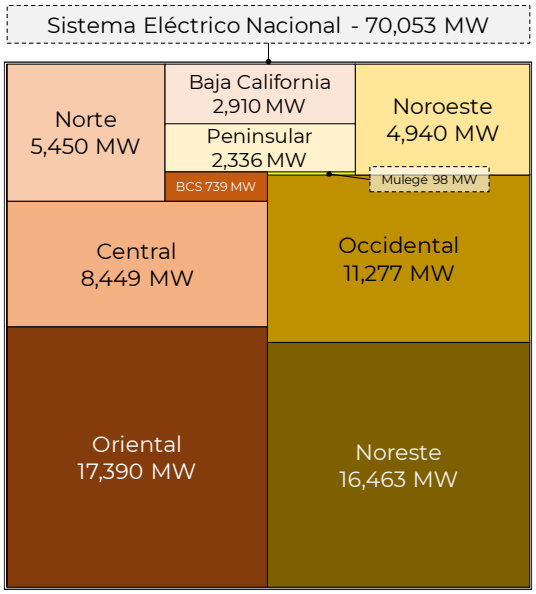
Figura 5. Participación de las GCR sobre el total de capacidad instalada del SEN, 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE, con información del PRODESEN 2019-2033.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN

Figura 6. Capacidad instalada en el SEN por cada GCR al cierre de 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2019-2033.

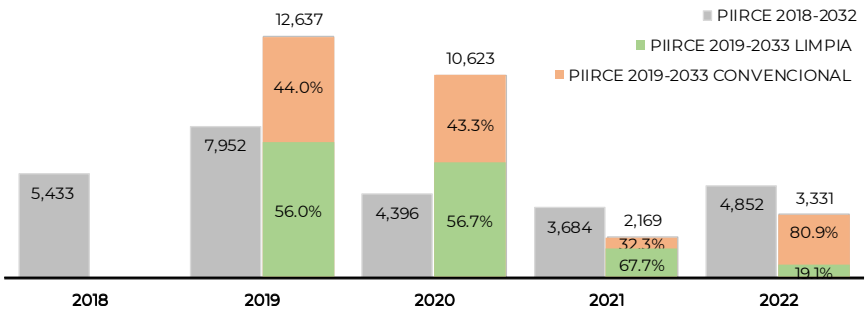
La diferencia de capacidad instalada en las diferentes Gerencias de Control obedece a la disponibilidad de los insumos energéticos y factores de sitio, sin embargo, no necesariamente está asociada a los centros de consumo, lo que hace necesario el uso de las redes de transmisión y genera, en algunos casos específicos, congestiones que incrementan el riesgo de que se presenten disturbios en el SEN.

2.1.2. Adiciones y retiros

El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), elaborado por la SENER, contiene la proyección a 15 años de la nueva capacidad de generación por tipo de tecnología y ubicación geográfica, así como las unidades o centrales eléctricas notificadas por los generadores para su retiro. De acuerdo con el PIIRCE, contenido en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033, la capacidad total que se espera adicionar al SEN para satisfacer la demanda eléctrica en el período 2019-2033 es de 70,313 MW.

Por otro lado, para ese mismo período, el PIIRCE, de conformidad con la nueva política energética, no considera el retiro de Centrales Eléctricas. En la figura 7, se presentan las adiciones de capacidad previstas para el SEN, por tecnología, para los años del 2018 al 2019.

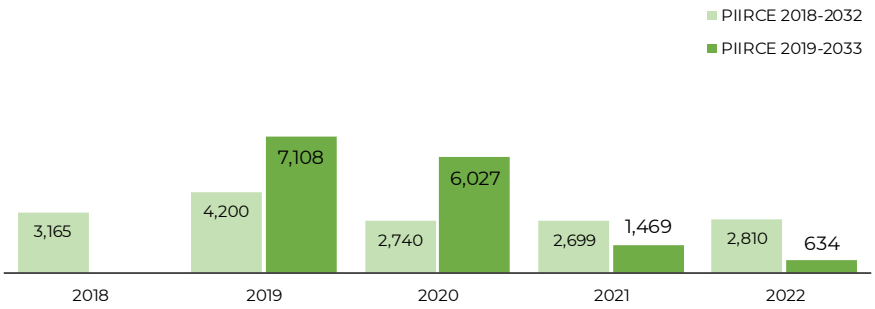
Figura 7. Adiciones de capacidad de centrales eléctricas en el SEN, 2018-2022 [MW].



Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033.

Como se puede observar, la proporción de capacidad con tecnologías limpias incrementa de forma considerable hacia 2021 y disminuye en 2022. Sin embargo, en la Figura 8 se muestra, en términos absolutos, como la capacidad adicionada disminuye hacia el final del periodo analizado.

Figura 8. Adiciones de capacidad con tecnologías limpias previstas para el SEN, 2018-2022 [MW].



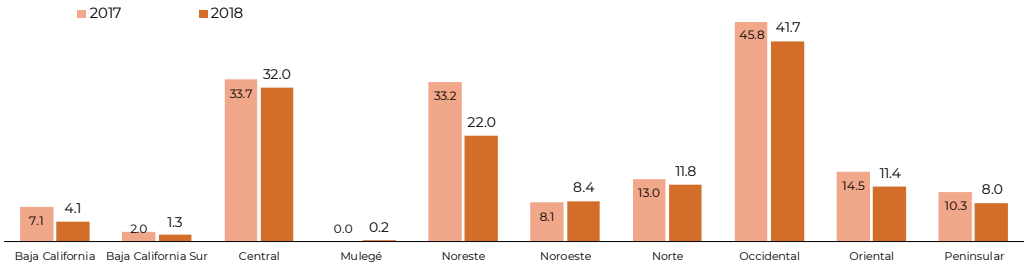
Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033.

2.1.3. Capacidad Instalada en Generación Distribuida

En 2018 se incorporaron 140.9 MW de capacidad instalada de Generación Distribuida, derivada de 24,377 contratos nuevos bajo esta modalidad. De acuerdo a los datos del micro sitio de Generación Distribuida de la CRE, a finales de 2018 había 692.86 MW de capacidad instalada en Generación Distribuida[12]. En la Figura 9, se muestra un comparativo entre 2017 y 2018 de la capacidad instalada (MW) de Generación Distribuida, por Gerencia de Control Regional.

[12] Estadísticas de Generación Distribuida, https://www.gob.mx/cre/documentos/pequena-y-mediana-escala

Figura 9. Capacidad de Generación Distribuida en los años 2017 y 2018 [MW].



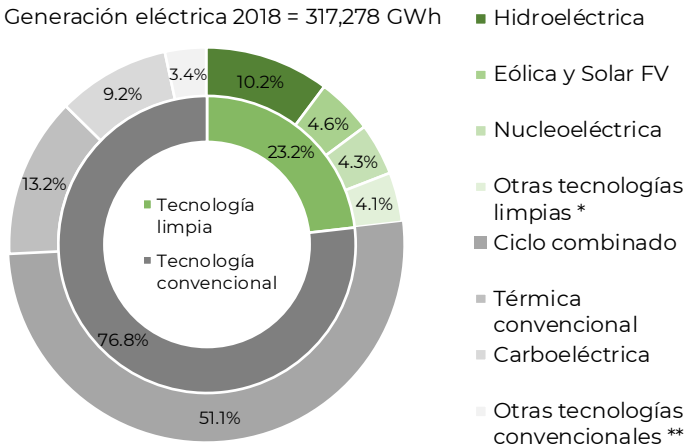
Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2019-2033.

Las Gerencias de Control Regional en donde se registró una mayor participación de esta modalidad fueron la Occidental (29.6%), Central (22.7%) y Noreste (15.6%). Cabe señalar que, en 2018, la capacidad de Generación Distribuida en el SEN disminuyó prácticamente en todas las GCR, con excepción de la GCR Noroeste y Mulegé.

2.2. Generación de energía eléctrica en el SEN

La energía eléctrica generada en el SEN al cierre de 2018 fue de 317,278 GWh, que con respecto al año 2017, muestra un incremento de 2.5%. La Figura 10 muestra la aportación de las diferentes tecnologías sobre la generación bruta total del SEN, así las tecnologías limpias aportaron 23.2%, el 76.8% restante provino de tecnologías convencionales.

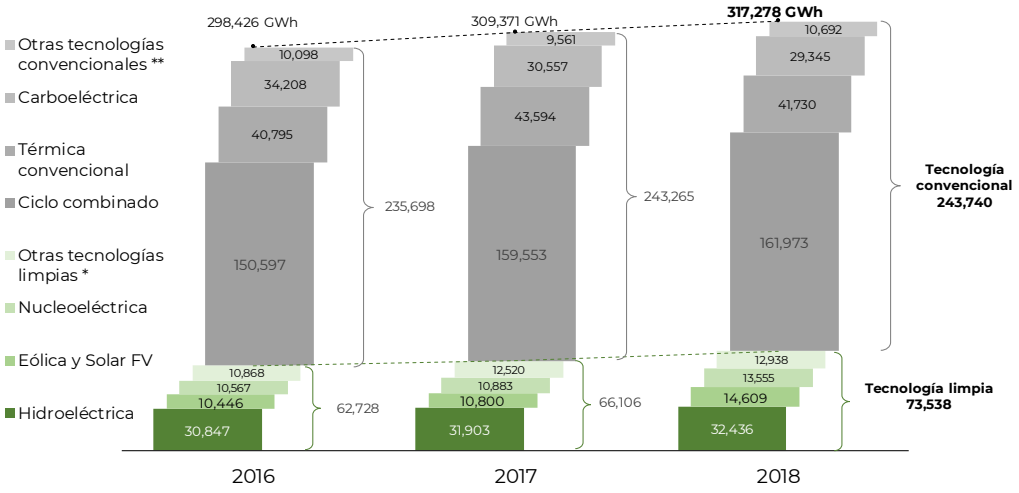
Figura 10. Participación por tipo de tecnología sobre la generación bruta de energía eléctrica en el SEN, 2018.



* Geotermoeléctrica, bioenergía y cogeneración eficiente. ** Turbogás y Combustión Interna.
Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2019-2033.

Las tecnologías de generación con mayor aportación de energía al SEN fueron el Ciclo Combinado, la Térmica Convencional y la Hidroeléctrica con participaciones de 51.1%, 13.2% y 10.2% respectivamente. Aun cuando la generación de energía eléctrica proviene principalmente de las tecnologías convencionales, la participación de las energías limpias creció un 8.3% en promedio anual en el periodo analizado.

Figura 11. Generación bruta de energía eléctrica en el SEN por tecnología 2016-2018.



* Geotermoeléctrica, bioenergía y cogeneración eficiente. ** Turbogás y Combustión Interna.
Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2019-2033.

2.2.1. Generación de energía eléctrica por región de control

La aportación sobre la producción bruta de energía eléctrica en el SEN por región de control al cierre de 2018 de las Regiones Oriental y Noreste representa 46.5% del total, con una generación de 97,487 GWh y 56,430 GWh respectivamente. Asimismo, las Regiones Occidental, Central, Norte y Noroeste aportaron 21.4%, 19.3%, 7.7% y 7.1% respectivamente, y que en conjunto entregaron al SEN 125,639 GWh. En la Tabla 2 se muestran las participaciones sobre el total de generación bruta del SEN.

Tabla 2. Generación bruta en el SEN por Región de Control en 2018.

Región de Control	Generación [GWh][1]	[%]
Noreste	91,487	28.8
Oriental	66,763	21.0
Central	41,084	12.9
Occidental	37,704	11.9
Norte	24,273	7.7
Noroeste	22,578	7.1
Baja California	19,038	6.0
Peninsular	11,174	3.5
Baja California Sur	3,177	1.0
Total	**317,278**	**100.0**

[1] Los datos y el total pueden no coincidir debido al redondeo

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2019-2033.

Por su parte la Región Peninsular, la de Baja California y la de Baja California Sur totalizaron 32,971 GWh. Cabe señalar que las dos regiones con mayor aportación sobre la generación del SEN presentan un superávit de energía eléctrica, lo que les permite

aportar energía a otras regiones de control. Lo anterior se puede evidenciar con la evaluación del consumo de energía que presentó en SEN con detalle al nivel de las regiones de control.

2.3. Consumo de energía eléctrica en el SEN

El consumo bruto de energía representa la suma de la energía reportada en las ventas, el autoabastecimiento remoto, la importación, pérdidas y usos propios en el SEN. Para el cierre de 2018 se alcanzó la cifra de 318,236 GWh, lo cual fue 2.7% mayor a lo registrado en 2017. Una de las causas de este incremento fue el consumo registrado en las regiones del norte del país durante los meses de verano, que se asocia al uso de sistemas de climatización y acondicionamiento de aire, derivado de las altas temperaturas registradas. En la Figura 12 se muestra la evolución del consumo bruto en el SEN.

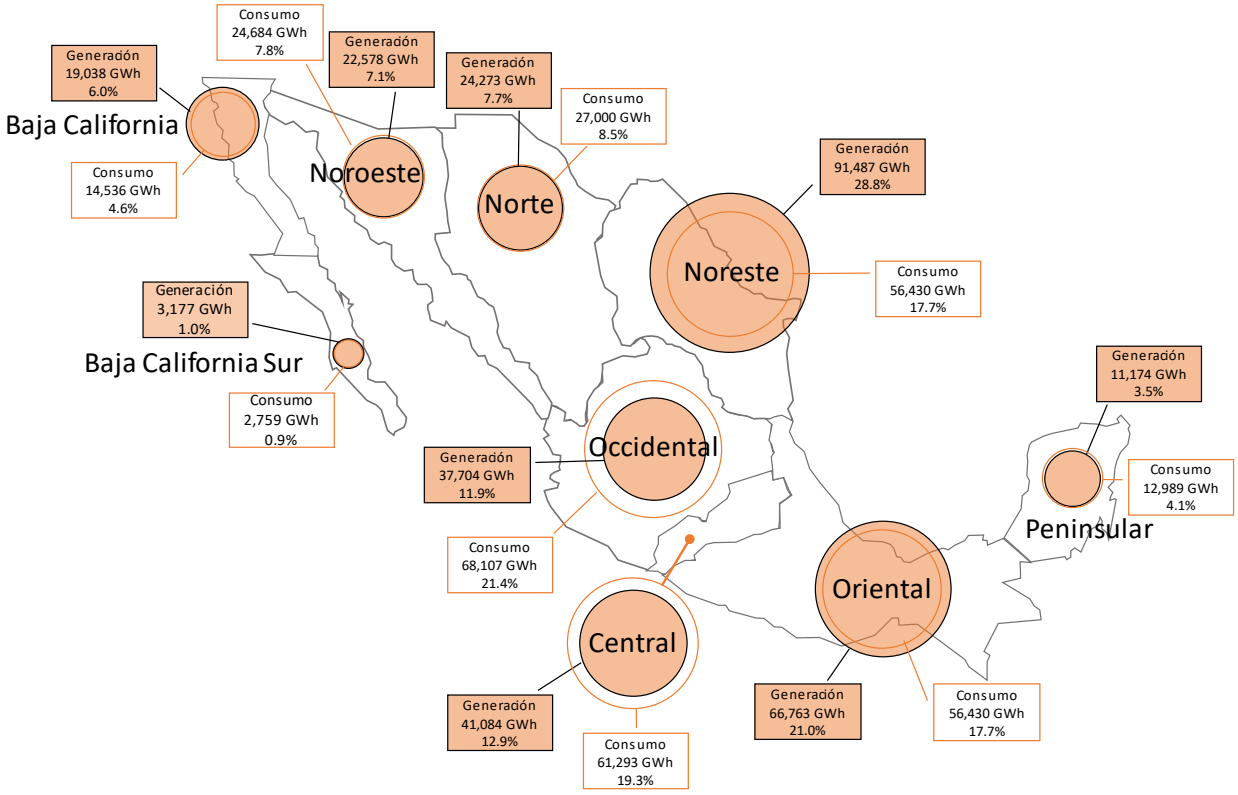
Figura 12. Evolución del consumo bruto de energía en el SEN, 2016-2018. [GWh]

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PAMR 2019-2033.

Cabe señalar que las regiones de control con mayor consumo de energía presentaron un déficit de generación, por lo que requirieron de una importación de energía eléctrica procedente de otras regiones. Así, las regiones Occidental y Central registraron un déficit por 30,403 GWh y 20,245 GWh respectivamente.

En la Figura 13, se muestra la comparación del consumo por cada región de control y su producción de energía, ahí se puede observar claramente el excedente de producción en las regiones de control Oriental y Noreste, así como el déficit que presentan, además de las ya mencionadas, las regiones de control Norte, Noroeste, y Peninsular. Las áreas mostradas corresponden de forma proporcional a la energía eléctrica, ya sea consumida o generada. Las áreas vacías representan el consumo y las áreas llenas la generación.

Figura 13. Comparativo entre consumo y producción de energía eléctrica por Región de Control, 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2019-2033.

El mayor incremento en el consumo de energía eléctrica se presentó en la Región de Control Noreste con 2,007 GWh por arriba del valor reportado en 2017, seguida por las regiones Oriental y Occidental con aumentos de 1,702 GWh y 1,411 GWh respectivamente. En 2018 la región de Baja California Sur incrementó su consumo 5.2% pero en cantidad de energía esto representó solo 137 GWh.

2.4.Comportamiento de la demanda en el SEN

Debido a la variación estacional de las condiciones climáticas en el país, específicamente pronunciadas en los meses de verano e invierno, la demanda del SEN presenta un comportamiento estacional diferenciado de acuerdo con los climas que presentan las regiones de control, lo que propicia la existencia de la demanda máxima de las Regiones de Control en diferentes fechas.

En el caso del verano se registran los niveles más altos de demanda máxima en nueve regiones de control asociados, entre otras causas, al uso de equipos de acondicionamiento de aire y al incremento en el consumo eléctrico de los equipos de refrigeración por las altas temperaturas ambientales. El día 6 de junio de 2018, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 45,167 MWh/h que, con relación a los 43,319 MWh/h registrados en 2017, representó un crecimiento de 4.3%.

En el caso del SEN, se puede suponer una interconexión total de los sistemas que lo componen y la demanda máxima integrada de éste se presentaría en una fecha y hora diferente a la de SIN y, por consecuencia, tener un valor de demanda máxima y sus respectivas componentes diferentes. En la Tabla 3 se muestran los valores de demanda máxima de las GRC y los sistemas aislados, utilizados para el cálculo de la demanda máxima integrada del SIN y la demanda máxima coincidente del SEN[13].

Tabla 3. Distribución de las demandas máxima integrada del SIN y coincidentes con el SEN, 2018. [MWh/h]

		Demandas coincidentes	
	Máximas[1]	**SIN[2]**	**SEN[3]**
Occidental	10,373	10,137	9,544
Noreste	9,202	9,043	9,064
Central	8,805	8,401	8,027
Oriental	7,594	6,949	6,766
Norte	4,639	4,524	4,510
Noroeste	4,759	4,248	4,717
Peninsular	2,061	1,866	1,971
Baja California	2,863		2,819
Baja California Sur	500		457
Mulegé	29		27
	Máximas	**45,167**	**47,903**

[1] Demandas máximas de cada GCR durante una hora en el año, en fechas y horas diferentes para cada GCR.

[2] Se presenta en las GCR interconectadas en una misma hora y fecha, referida a la hora del centro.

[3] Supone la interconexión eléctrica de todas las GCR en una misma hora y fecha, referida a la hora del centro.

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo de cifras

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PAMR 2019-2033.

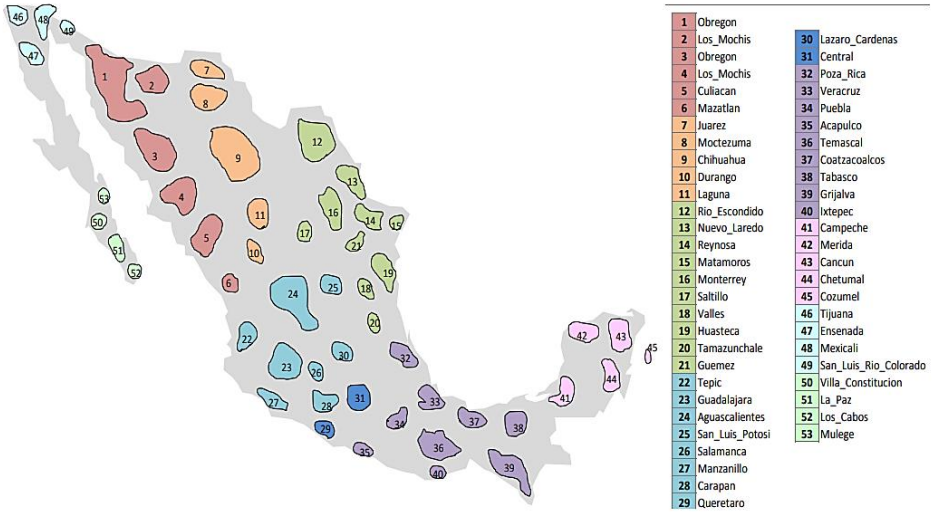
En el análisis por gerencia del SIN, la GCR Occidental registró los valores más altos de demanda máxima para todas las categorías, mientras que la GCR Peninsular reportó los menores valores. Cabe señalar que la demanda máxima de Baja California, supera la Peninsular, mientras que Mulegé reporta los valores mínimos de todos los sistemas.

[13] Es definida como la demanda máxima de un conjunto de sistemas en combinación; equivale a la demanda máxima que se tendría si el conjunto fuera único.

2.5. Red Nacional de Transmisión

De acuerdo con los niveles de tensión a los que opera (> 69 kV), la Red Nacional de Transmisión (RNT) integró un conjunto de redes eléctricas en corriente alterna, así como los enlaces internacionales síncronos y asíncronos, en corriente alterna o directa, agrupados en 53 regiones de transmisión, mismas que se muestran en la Figura 14. En su operación la RNT está dividida en Gerencias Regionales de Transmisión (GRT) que coinciden con las Regiones de Control del SEN.

Figura 14. Mapa de las regiones de transmisión del SEN.



Fuente: SENER con información del PRODESEN 2017-2031.

Al cierre de 2018, la RNT contabilizó 108,018 km de líneas que, con respecto a lo registrado en 2017, representó un incremento de 0.9%. De ese total, 23.6% fueron líneas a 440 kV de límite operativo, 26.9% a 230 kV y el resto correspondió a las redes que con límite operativo entre 161 y 69 kV. La Tabla 4 muestra la evolución de las líneas de transmisión para el periodo 2016-2018.

Tabla 4. Infraestructura de líneas de transmisión de la RNT en el SEN, 2016-2018.

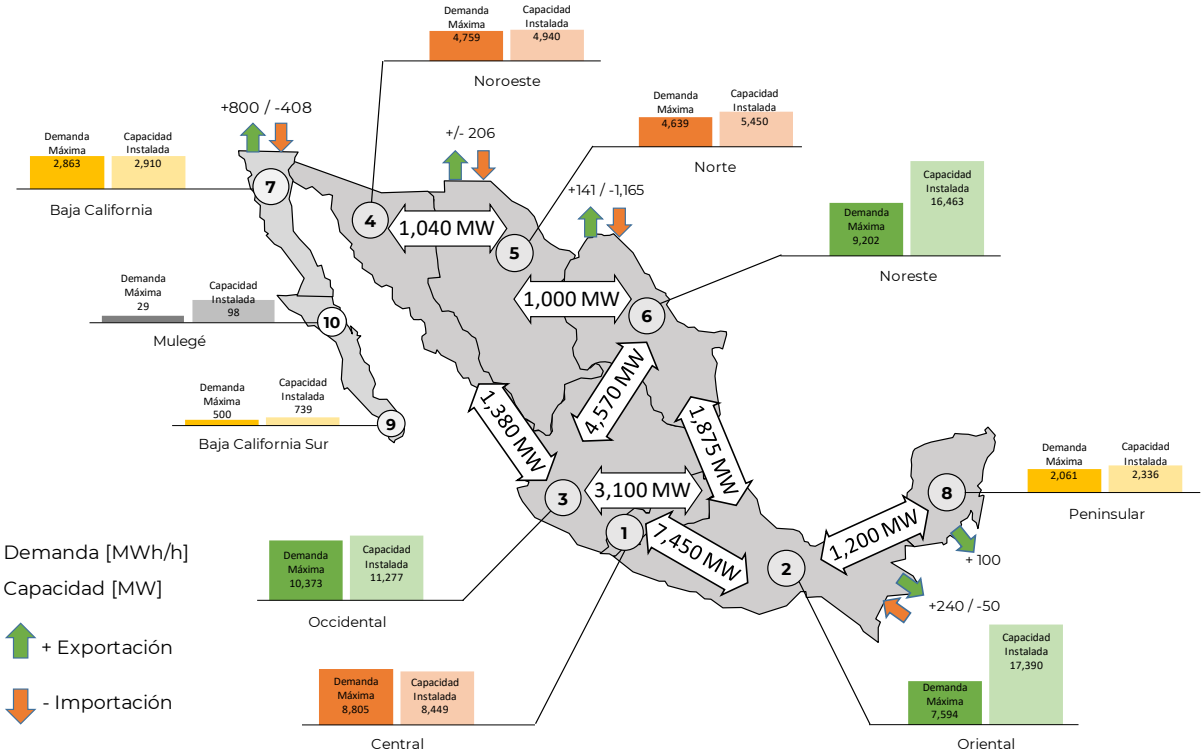
Nivel de tensión	**Longitud de las líneas**			**Var 17-18**	**TMCA**
	2016	**2017**	**2018**		
[kV]	[km]	[km]	[km]	[%]	[%]
400	24,714	24,747	25,455	2.9	1.5
230	28,566	29,095	29,115	0.1	1.0
161	523	519	519	0.0	-0.4
138	1,152	1,691	1,779	5.2	24.3
115	46,326	47,853	48,013	0.3	1.8
85	180	795	795	0.0	110.2
69	2,672	2,343	2,343	0.0	-6.4
Total	**104,133**	**107,042**	**108,018**	**0.9**	**1.8**

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo de cifras

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PAMR 2019-2033.

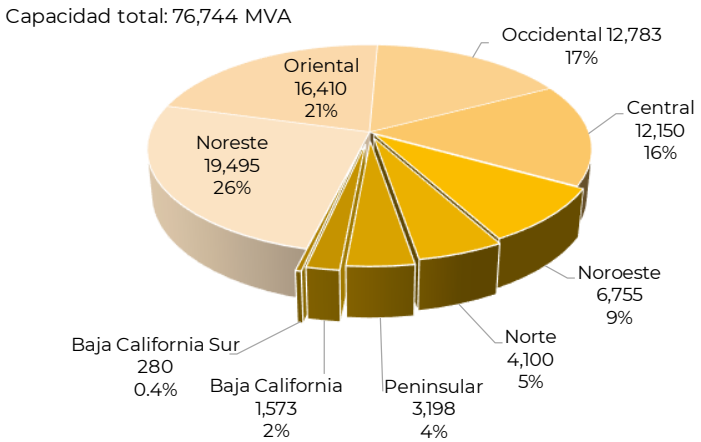
En las figuras 15 y 16 se muestran las capacidades de los enlaces entre regiones y la distribución de la capacidad total de los mismo entre las GRT, respectivamente. En 2018, la capacidad total de los enlaces de la RNT alcanzó 76,744 MVA, de los cuáles 25.4% pertenecen a la GRT Noroeste, 21.4% a la GRT Oriental, 16.7% a la GRT Occidental y 15.8% a la GRT Central.

Figura 15. Capacidad máxima de enlaces entre Regiones de Control en el SEN.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del PAMR 2019-2033.

Figura 16. Capacidad de los enlaces de la RNT en el SEN por Gerencia Regional de Transmisión, 2018.



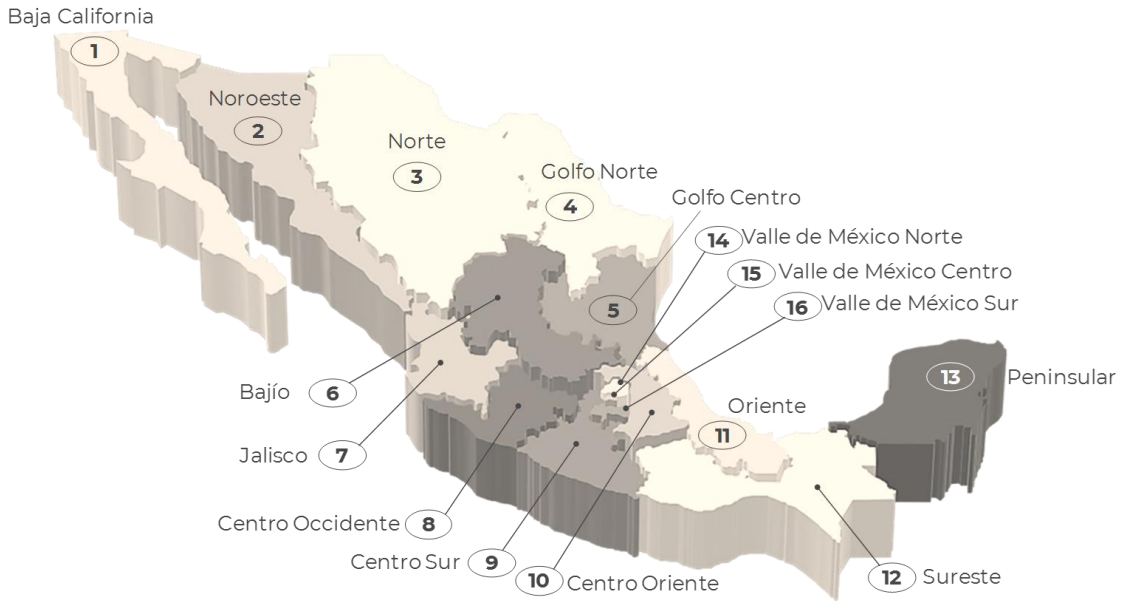
Fuente: Elaborado por la CRE con información del PAMR 2019-2033.

El desarrollo de proyectos de transmisión coadyuva a la consecución de metas de seguridad y confiabilidad del SEN, reduciendo el riesgo de congestión y falla de la RNT. A lo largo de 2018, algunos corredores de transmisión se encontraron por arriba de su límite máximo operativo.

2.6. Redes Generales de Distribución

Las RGD están integradas por los elementos de la red en niveles de tensión menores a 69 kV, se agrupan por divisiones de distribución, como se muestra en la Figura 17. CFE Distribución ejerce el control físico en estas 16 divisiones de distribución y es el responsable de asegurar la calidad del servicio en dichas redes, así como, de reportar de manera oportuna los índices de desempeño correspondientes a la operación y control de las RGD a la Comisión.

Figura 17. Divisiones de distribución en el SEN



Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2018-2032

Para el periodo 2016-2018, las líneas de distribución registraron un incremento de 7.6% adicionando 59,712 km. Esto representó un crecimiento medio anual de 3.8% donde destaca el incremento de las líneas en 13.8 kV con una tasa media de crecimiento de 5.6% dando como resultado la adición de 36,643 km equivalentes a 61.4% del total en el periodo analizado.

El desarrollo de las líneas en las RGD para 2018 se concentró en las redes de baja tensión y de 13.8 kV. La Tabla 5 muestra la evolución de las líneas de distribución por nivel de tensión y sus crecimientos anuales promedio.

Tabla 5. Infraestructura de líneas de transmisión de las RGD en el SEN, 2017-2018.

Nivel de Tensión	Longitud de líneas			Var 17-18	TMCA
	2016	2017	2018		
[kV]	[km]	[km]	[km]	[%]	[%]
34.5	80,013	83,152	84,552	1.7	2.8
23.0	65,047	73,119	74,070	1.3	6.7
13.8	317,118	350,556	353,761	0.9	5.6
6.6	127	127	127	0.0	0.0
4.1	0	0	0	-	-
2.4	9	9	10	11.1	5.4
Baja Tensión	316,805	322,962	326,311	1.0	1.5
Total	**779,119**	**829,925**	**838,831**	**1.1**	**3.8**

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo de cifras

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PAMR 2019-2033.

2.6.1. Capacidad de transformación

Al cierre de 2018, la capacidad de transformación de las RGD alcanzó un valor de 75,151 MVA con un incremento de 1,018 MVA con relación a lo registrado en 2017 y registró una tasa media de crecimiento de 4.38% para el periodo 2016-2018. En la Tabla 6 se muestra la evolución de la capacidad de transformación de las RGD en diferentes niveles de tensión.

Tabla 6. Capacidad de transformación de las RGD, 2016-2018.

Nivel de Tensión	2016	2017	2018	VAR 17-18	TMCA
	[MVA]	[MVA]	[MVA]	[%]	[%]
CFE AT/MT	66,613	71,749	72,662	1.3	4.4
CFE MT/MT	2,359	2,384	2,489	4.4	2.7
Total	**68,972**	**74,133**	**75,151**	**1.4**	**4.4**

Fuente: Elaborada por la CRE con información del PRODESEN 2019-2033.

El incremento de la capacidad de transformación de alta tensión a media tensión (AT/MT) fue el promotor del crecimiento de la capacidad de las RGD, ya que presentó una tasa media de crecimiento de 4.44%, mientras que la capacidad de transformación en media tensión (MT/MT) mostró una tasa de 2.72%, ambas aplicables al mismo periodo de tres años.

3. Desempeño del SEN en 2018

En la operación y control físico del SEN, el CENACE, CFE Transmisión y CFE Distribución deben observar de manera obligatoria los parámetros de desempeño definidos en el Código de Red. Mediante un monitoreo constante, se puede dar seguimiento a las metas de confiabilidad, por lo que la Comisión evalúa el desempeño del SEN considerando los siguientes parámetros operativos:

Operación del SEN

- Margen de reserva operativo,
- Frecuencia,
- Tensión,
- Ocurrencia e impacto de Disturbios,
- Estados de alerta y de emergencia,
- Déficit de potencia, y
- Salidas de centrales generadoras.

A continuación, se presenta la información de los principales parámetros de desempeño del SEN en los últimos tres años reportados por el CENACE, con énfasis en la operación del año 2018.

3.1 Operación del SEN en 2018

3.1.1 Margen de Reserva Operativo (MRO)

3.1.2 Frecuencia

3.1.3 Tensión

3.1.4 Índice de sustentabilidad

3.2 Disturbios en el SEN

3.2.1 Estados de Alerta, de Emergencia y restaurativos del SEN

3.2.2 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas del SEN en 2018.

3.2.3 Indisponibilidad por falta de gas natural

3.2.4 Principales disturbios en el SEN en 2018.

3.3 Monitoreo del Sistema de Baja California

3.1. Operación del SEN en 2018

Para la consecución de uno de los objetivos primordiales del Código de Red que es el maximizar el tiempo en el que el SEN se encuentre en Estado Operativo Normal, resulta necesario el seguimiento a los parámetros de Reserva Operativa, Frecuencia y Tensión, así como la evaluación de los disturbios que se presentan en los sistemas.

En el Código del Red, se encuentran definidos cuatro estados operativos en los que puede incurrir el SEN, los cuáles se identifican de acuerdo con las siguientes características:

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.
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.
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.

3.1.1. Margen de Reserva Operativo (MRO)

Considerada en las Bases del Mercado, la Reserva Operativa (RO)[14] 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

[14] Base 2. Definiciones y reglas de interpretación; 2.1 Términos definidos; 2.1.118 Reserva Operativa. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015

asegurar la confiabilidad del SEN ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa.

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, 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 7 muestra los diferentes niveles de RO aplicables para cada sistema dentro del SEN, de acuerdo con su Estado Operativo.

Tabla 7. Niveles de Reserva Operativa de acuerdo con los Estados Operativos 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 Estado Operativo Normal (EON), se tendrán tantos lapsos de tiempo como conmutaciones ocurran en el sistema. La sumatoria de todos los lapsos representan el tiempo total de operación de ese sistema. De igual manera, la suma de todos los lapsos en EON, representarán el tiempo total en donde el sistema operó bajo esa condición.

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, se estableció una meta operativa que pretende mantener al SEN operando en EON, 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. Las tablas 8, 9, 10, 11 y 12 muestran la evolución del MRO para los diferentes sistemas que integran el SEN.

Tabla 8. Evolución mensual del índice MRO en el SIN, 2016-2018.

	2016	2017	2018	2018 VRL [1]		Histórico 2016-2018			
						Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0
Febrero	100%	100%	**99.93%**	4.93%	▲	99.93%	100.0%	0.07%	0
Marzo	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0
Abril	99.72%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.72%	100.0%	0.28%	0
Mayo	99.73%	98.62%	**95.10%**	0.10%	▲	95.10%	99.73%	4.63%	0
Junio	100%	96.63%	**98.16%**	3.16%	▲	96.63%	100.0%	3.37%	0
Julio	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0
Agosto	100%	99.98%	**100%**	5.00%	▲	99.98%	100.0%	0.02%	0
Septiembre	100%	99.97%	**100%**	5.00%	▲	99.97%	100.0%	0.03%	0
Octubre	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0
Noviembre	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0
Diciembre	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0

[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Para el SIN, durante los tres años reportados, el índice MRO se ha mantenido dentro de los límites operativos, presentándose variaciones importantes que redujeron el índice en mayo y junio de 2018, quedando a 0.1 y 3.16 puntos porcentuales del límite operativo, respectivamente. Esta situación coincide con los meses de mayor demanda del SIN. En particular, para el mes de mayo se observa que, en los años analizados, se presenta degradación en el índice MRO.

Tabla 9. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California, 2016-2018.

	2016	2017	2018	2018 VRL [1]		Histórico 2016-2018			
						Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Febrero	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Marzo	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Abril	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Mayo	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Junio	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Julio	100%	100%	**98.03%**	3.03%	▲	98.03%	100%	1.97%	0
Agosto	100%	100%	**92.41%**	-2.59%	▼	92.41%	100%	7.59%	**1**
Septiembre	98.81%	100%	**100%**	5.00%	▲	98.81%	100%	1.19%	0
Octubre	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Noviembre	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Diciembre	100%	100%	**98.28%**	3.28%	▲	98.28%	100%	1.72%	0

[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En el análisis histórico, para el periodo 2016-2018, se puede apreciar que los meses de abril, mayo y junio presentan la mayor variación entre el mínimo y máximo histórico del índice MRO. Sin embargo, el SIN ha operado los últimos tres años registrados dentro del límite establecido de 95% del tiempo en EON.

Tabla 10. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Baja California Sur, 2016-2018.

	2016	2017	2018	2018 VRL [1]		Histórico 2016-2018			
						Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	95.81%	99.96%	**100%**	5.00%	▲	95.81%	100%	4.19%	0
Febrero	97.63%	99.99%	**100%**	5.00%	▲	97.63%	100%	2.37%	0
Marzo	96.22%	99.78%	**100%**	5.00%	▲	96.22%	100%	3.78%	0
Abril	96.34%	99.81%	**100%**	5.00%	▲	96.34%	100%	3.66%	0
Mayo	99.00%	99.89%	**100%**	5.00%	▲	99.00%	100%	1.00%	0
Junio	99.89%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.89%	100%	0.11%	0
Julio	99.98%	99.99%	**100%**	5.00%	▲	99.98%	100%	0.02%	0
Agosto	99.93%	99.96%	**100%**	5.00%	▲	99.93%	100%	0.07%	0
Septiembre	99.90%	99.67%	**95.68%**	0.68%	▲	95.68%	99.90%	4.22%	0
Octubre	99.68%	99.76%	**98.26%**	3.26%	▲	98.26%	99.76%	1.50%	0
Noviembre	99.90%	99.42%	**97.59%**	2.59%	▲	97.59%	99.90%	2.31%	0
Diciembre	99.98%	97.02%	**100%**	5.00%	▲	97.02%	100%	2.98%	0

[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En 2018, en el Sistema de Baja California (SBC), se presentó la operación por debajo del límite operativo en el mes de agosto, donde operó 2.59 puntos porcentuales por debajo del límite establecido. De acuerdo con datos del CENACE, el día martes 7 de agosto de 2018 a las 09:50 horas (hora del pacífico), el sistema eléctrico de Baja California estuvo en estado operativo de alerta al activarse carga firme como parte de la reserva operativa, dicho evento tuvo una duración de 8 horas con 13 minutos. Para reducir la demanda del sistema, se solicitó la reducción voluntaria de demanda a los usuarios industriales teniendo como respuesta que de las 11:10 a las 17:35 horas (hora del pacífico) se obtuvo una reducción acumulada de 91 MW[15].

Para el Sistema de Baja California Sur, aunque presenta una fluctuación mayor del MRO, por su condición de sistema aislado, siendo el mes de septiembre de 2018 donde se presentó el valor más bajo del índice ya que presentó 9 de los 15 estados de alerta asociados a este, seguido por los meses de octubre y noviembre con tres EOA por mes. Por otra parte, el Sistema Mulegé presentó en octubre su valor más bajo del índice para 2018 aunque en el periodo analizado, en enero de 2016, llegó a estar por debajo del límite operativo establecido.

[15] Información tomada de la Nota 14 del CENACE en 2018.

Tabla 11. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2018.

	2016	2017	2018	2018 VRL [1]		Histórico 2016-2018			
						Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	93.82%	99.59%	**100%**	5.00%	▲	93.82%	100%	6.18%	**1**
Febrero	98.85%	99.92%	**100%**	5.00%	▲	98.85%	100%	1.15%	0
Marzo	96.91%	99.98%	**100%**	5.00%	▲	96.91%	100%	3.09%	0
Abril	96.11%	99.99%	**100%**	5.00%	▲	96.11%	100%	3.89%	0
Mayo	99.46%	99.99%	**100%**	5.00%	▲	99.46%	100%	0.54%	0
Junio	96.94%	99.91%	**100%**	5.00%	▲	96.94%	100%	3.06%	0
Julio	96.77%	99.87%	**100%**	5.00%	▲	96.77%	100%	3.23%	0
Agosto	99.85%	99.96%	**100%**	5.00%	▲	99.85%	100%	0.15%	0
Septiembre	98.39%	100%	**99.85%**	4.85%	▲	98.39%	100%	1.61%	0
Octubre	99.59%	99.68%	**98.15%**	3.15%	▲	98.15%	99.68%	1.53%	0
Noviembre	99.61%	99.86%	**100%**	5.00%	▲	99.61%	100%	0.39%	0
Diciembre	99.73%	99.71%	**100%**	5.00%	▲	99.71%	100%	0.29%	0

[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

De esta manera, a nivel del SEN, sólo se han presentado dos eventos donde el MRO se encontró por debajo de 95%. Resulta evidente que los sistemas aislados presentan mayores fluctuaciones del indicador debido a las escasas opciones para compensar sus sistemas. La Tabla 12 muestra la evolución del índice MRO para el SEN en los últimos tres años registrados.

Tabla 12. Evolución del índice MRO del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2018.

	2016	2017	2018	2018 VRL [1]		Histórico 2016-2018			
						Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	97.41%	99.89%	**100%**	5.00%	▲	97.41%	100%	2.59%	0
Febrero	99.12%	99.98%	**99.98%**	4.98%	▲	99.12%	99.98%	0.86%	0
Marzo	98.28%	99.94%	**100%**	5.00%	▲	98.28%	100%	1.72%	0
Abril	98.04%	99.95%	**100%**	5.00%	▲	98.04%	100%	1.96%	0
Mayo	99.55%	99.63%	**98.77%**	3.77%	▲	98.77%	99.63%	0.85%	0
Junio	99.21%	99.13%	**99.54%**	4.54%	▲	99.13%	99.54%	0.41%	0
Julio	99.19%	99.96%	**99.51%**	4.51%	▲	99.19%	99.96%	0.77%	0
Agosto	99.94%	99.98%	**98.10%**	3.10%	▲	98.10%	99.98%	1.88%	0
Septiembre	99.28%	99.91%	**98.88%**	3.88%	▲	98.88%	99.91%	1.03%	0
Octubre	99.82%	99.86%	**99.10%**	4.10%	▲	99.10%	99.86%	0.76%	0
Noviembre	99.88%	99.82%	**99.40%**	4.40%	▲	99.40%	99.88%	0.48%	0
Diciembre	99.93%	99.18%	**99.57%**	4.57%	▲	99.18%	99.93%	0.74%	0

[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En el caso del SEN, los índices MRO más bajos de 2018, se presentaron en mayo, agosto y septiembre, con valores de 98.77%, 98.10% y 98.88%, respectivamente. El evento registrado en el Sistema de Baja California se ve reflejado en el MRO del SEN. En el análisis del periodo 2016-2018, el MRO en el SEN se ha mantenido por arriba del límite establecido.

3.1.2. Frecuencia

El Código de Red establece una banda de calidad de la frecuencia del sistema en la cual debe mantenerse mientras se encuentra en Estado Operativo Normal. Esta banda de calidad se define en el rango de 59.8 y 60.2 Hz para el SIN, mientras que para SBC Y SBCS, se define en un rango de 59.7 y 60.3. El CENACE es el ente responsable de garantizar que la frecuencia se encuentre dentro del umbral establecido, para lo cual, de conformidad con el Código de Red, puede utilizar todos los insumos que se encuentren disponibles en términos de potencia activa.

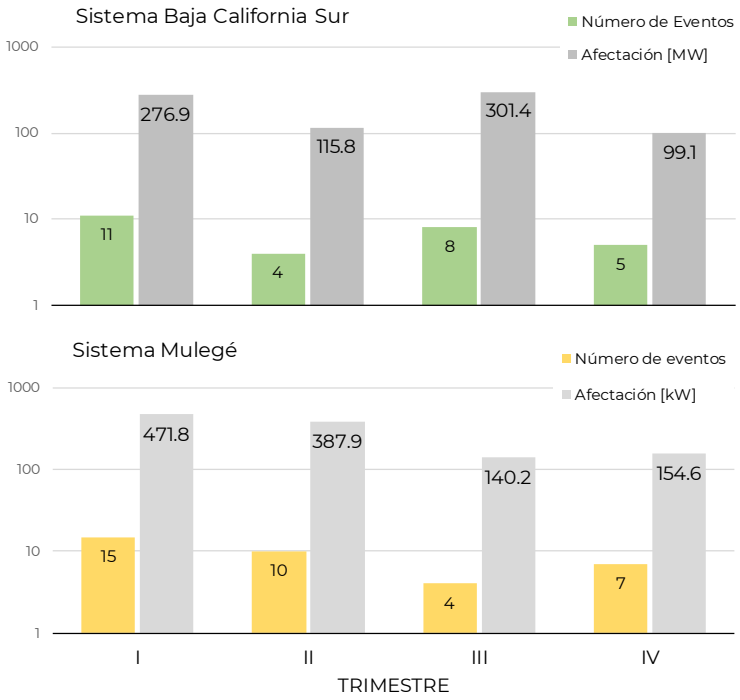
Uno de los objetivos de esta premisa, es que los períodos de tiempo que el sistema opera fuera del umbral establecido, sean del menor tiempo posible, evitando así que las máquinas y equipos que componen al sistema, tales como las unidades generadoras, los sistemas de protección y control, entre otros, experimenten una operación anormal qué como consecuencia pueden: afectar a los centros de carga, generar una pérdida de sincronismo o una pérdida de elementos en cascada, y en un caso extremo llevar al colapso total al sistema.

Comúnmente las excursiones de frecuencia son ocasionadas por cambios abruptos de la carga, cuando éstos sobrepasan los valores previstos por el operador del sistema. Para el caso del SBC, el CENACE se coordina con el Operador Independiente del Sistema de California[16] 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[17].

En el comportamiento de la frecuencia en el SEN a lo largo de 2018, sólo los sistemas de Baja California Sur y Mulegé presentaron desviaciones fuera de la banda de frecuencia establecida. En la Figura 18, se muestra el número de eventos de desviación de frecuencia por período trimestral que se registraron en los sistemas antes mencionados, así como la carga afectada derivada de estos eventos en cada período.

[16] CAISO, por sus siglas en inglés.
[17] WECC, por sus siglas en inglés.

Figura 18. Eventos de desviación de frecuencia por sistema y su afectación de carga, 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Como se puede apreciar, el Sistema Baja California Sur tuvo un total de 28 eventos durante el 2018 que en total representaron una operación de 5 horas, 4 minutos y 29 segundos fuera de la banda de frecuencia establecida dentro del Código de Red. El evento con mayor duración (27 minutos y 27 segundos), ocurrió el 07 de agosto. Esto sucede un día después de presentarse la demanda máxima de este sistema.

En la Tabla 13 se presentan los valores de desviación de frecuencia, máximos y mínimos, registrados por cada trimestre del año, así como el acumulado de tiempo en que dichos eventos mantuvieron al sistema operando fuera del EON. Cabe señalar que, en el primer trimestre de 2018, se presentó un acumulado de 6 horas, 17 minutos y 3 segundos donde el sistema operó fuera de la banda de frecuencia establecida, aunque la afectación fue menor a los 500 kW.

En contraste, en el SBCS, se registró un acumulado de 2 horas 27 minutos y 4 segundos en el tercer trimestre del mismo año, casi tres veces menor que el del Sistema Mulegé, sin embargo, su afectación fue de 301.4 MW, es decir seiscientas veces la afectación registrada en el sistema menor.

Tabla 13. Desviaciones de frecuencia, Máxima y Mínima, por sistema y el acumulado de tiempo de operación fuera del EON asociado, 2018

SISTEMA	TRIMESTRE	FRECUENCIA [Hz][1]		TIEMPO[2]
		MÁXIMO	MÍNIMO	
BCS	I	60.60	59.40	1:53:39
	II	60.00	59.40	0:46:47
	III	60.60	59.40	2:27:04
	IV	60.60	59.40	0:36:28
Mulegé	I	63.6	58.8	6:17:03
	II	62.4	58.8	2:42:31
	III	61.2	58.8	0:21:36
	IV	61.8	57.6	2:06:24

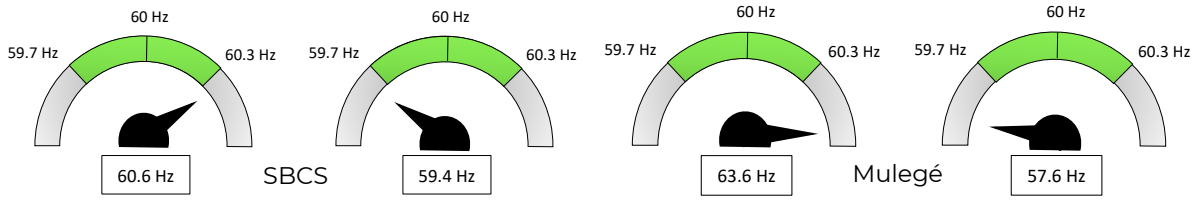
[1] La banda de frecuencia de operación aceptable para estos sistemas, está comprendida entre la frecuencia máxima de 60.3 Hz y la frecuencia mínima 59.7 Hz, de acuerdo con el Código de Red.

[2] Tiempo acumulado del total de los eventos en donde el sistema estuvo fuera de EON de acuerdo con Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional referido por el Código de Red.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

El Sistema Mulegé presentó un total de 36 eventos durante el 2018, operando fuera de la banda de frecuencia establecida un total de 11 horas y 25 minutos. El evento con mayor duración en este sistema ocurrió el 13 de marzo, con una duración de 1 hora y 18 minutos. El tamaño de este sistema refleja menores afectaciones de carga, sin embargo, resulta necesario contrastar estas cifras con el número de usuarios que atiende. La Figura 19 ilustra los valores de frecuencia mínimo y máximo del año para los sistemas analizados.

Figura 19. Indicadores de la frecuencia máxima y mínima de los sistemas BCS y Mulegé, 2018.

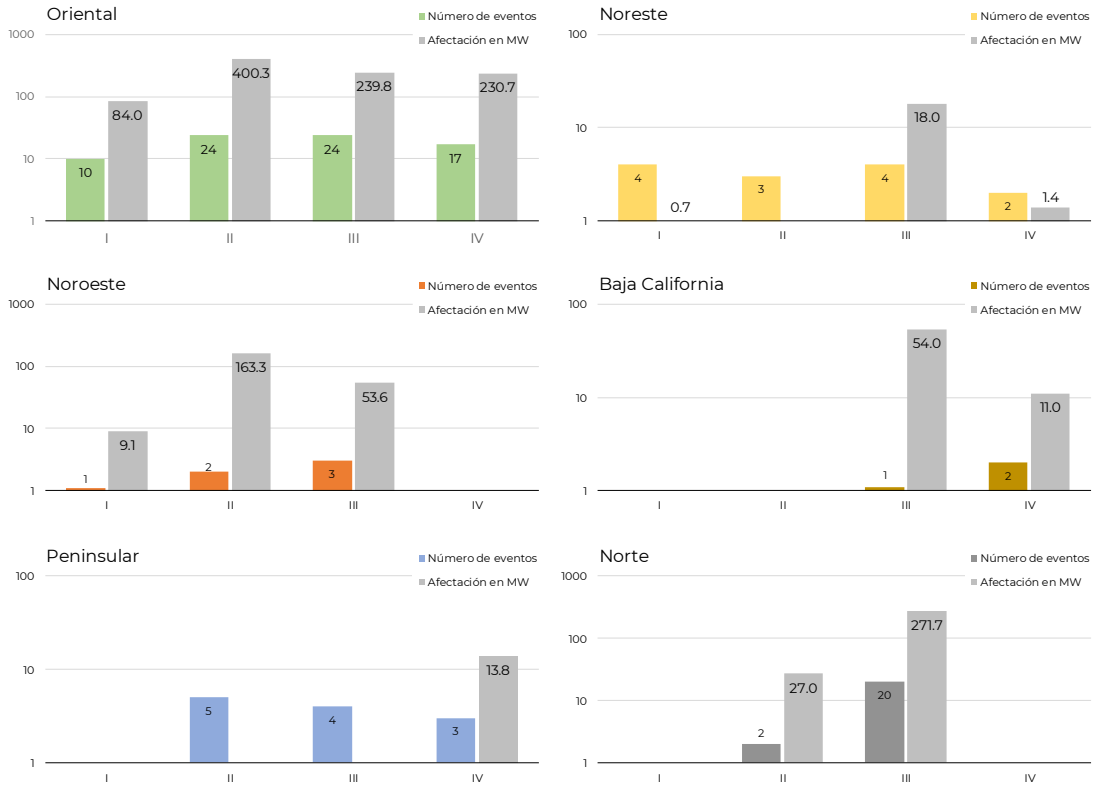


Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

3.1.3. Tensión

Con fines 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 corriente alterna, enlaces de corriente directa y enlaces internacionales asíncronos conectados a los niveles de tensión mencionados. Con esta premisa se establece que los límites operativos para niveles de tensión de 69 a 400 kV es de ±5% de la tensión nominal. En la Figura 20, se muestran por período trimestral el número de eventos de desviación de la tensión, así como la afectación de carga ocasionada por estos eventos para cada GCR a lo largo del año 2018 en el SEN.

Figura 20. Eventos de desviación de tensión por sistema y su afectación de carga, 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

La responsabilidad del control operativo de estas redes corresponde al CENACE y en este contexto, el criterio OP-7 del Código de Red define que, el responsable podrá utilizar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles, así como, el uso de cambiadores de derivación de los autotransformadores y transformadores de potencia para mantener los niveles de tensión de los nodos o subestaciones de su ámbito operativo, dentro de los límites establecidos. En la Tabla 14 se presenta para cada trimestre del año 2018, el valor de tensión máximo y mínimo, así como el acumulado de tiempo que dichos eventos mantuvieron al Sistema operando fuera de su valor de tensión nominal. Sólo se presentan las GCR que registraron eventos de desviación de tensión fuera de los límites establecidos en el Código de Red.

Para la GCR Oriental se presentó un total de 75 eventos, lo cual representó una operación de 38 horas y 12 minutos fuera de la banda de calidad de tensión, donde el evento de mayor duración de esta GCR fue de 21 horas y 42 minutos que comenzó el día 14 de mayo y terminó al día siguiente. En la GCR Noreste, se registraron 13 eventos de desviación de tensión, sin embargo, no fueron declarados como Estados Operativos diferentes al normal por lo que no hubo registro de tiempo.

Tabla 14. Desviaciones de tensión, Máxima y Mínima, por GCR y el acumulado de tiempo de operación fuera del EON asociado, 2018.

GCR	TRIMESTRE	TENSIÓN [P.U.] [1]		TIEMPO[2]
		MÁXIMO	MÍNIMO	
Oriental	**I**	-	0.87	0:38:56
	II	-	0.87	25:42:19
	III	-	0.87	4:45:16
	IV	-	0.87	7:05:56
Noreste	**I**	-	0.89	-
	II	-	-	-
	III	1.05	0.92	-
	IV	1.09	-	-
Noroeste	**I**	1.01	1.01	-
	II	1.03	0.99	-
	III	1.05	0.98	-
	IV	-	-	-
Baja California [3]	**I**	-	-	-
	II	-	-	-
	III	1.05	0.86	0:03:06
	IV	-	0.94	0:08:00
Peninsular	**I**	-	-	-
	II	1.05	0.92	-
	III	1.05	0.91	-
	IV	-	-	-
Norte	**I**	-	-	-
	II	-	0.90	0:08:27
	III	-	0.90	1:34:26
	IV	-	-	-

[1] Los valores máximos y mínimos reportados que se encuentran dentro de los límites operativos, se indican con

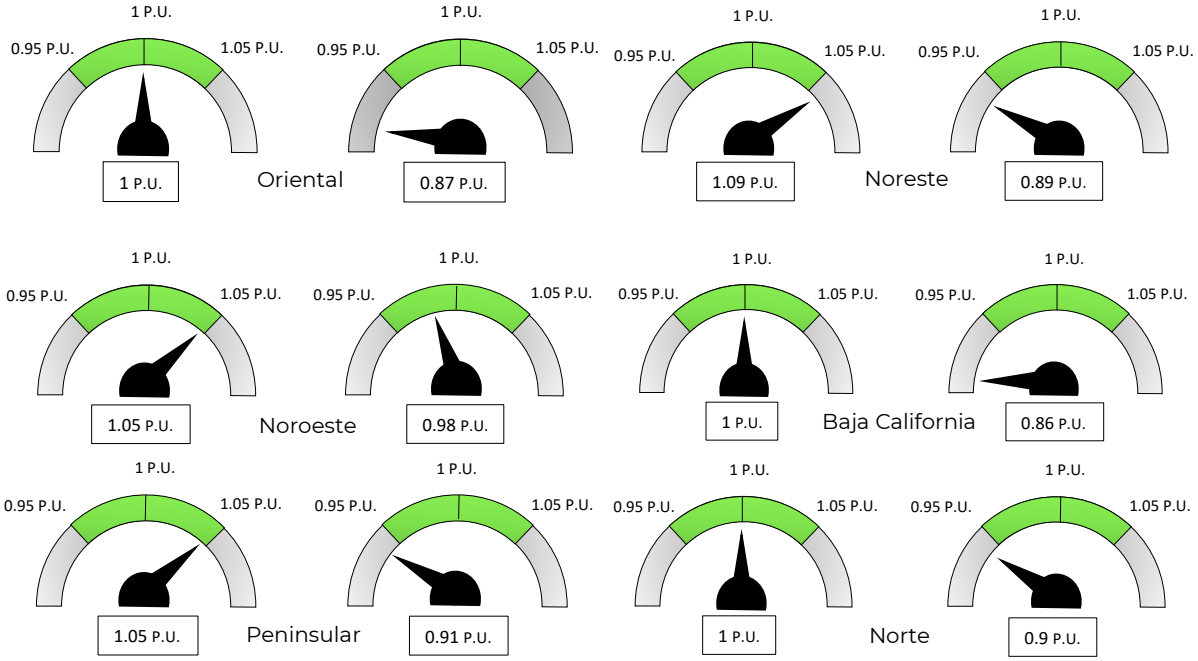
[2] Tiempo acumulado del total de los eventos en donde el sistema estuvo fuera de EON de acuerdo con Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional referido por el Código de Red.

[3] Para el SBC, el rango permisible de tensión está determinado en +/- 5% para alta tensión y de + 5% a - 7% para media tensión, de acuerdo con lo establecido en el Código de Red.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En el caso de la GCR Noroeste, hubo registro de 6 eventos de desviación de tensión, sin embargo, no se cuenta con el registro de tiempo. En la GCR Baja California, se presentaron 3 eventos que provocaron una operación fuera de la banda de tensión durante 11 minutos y 6 segundos. El evento con mayor duración en esta GCR fue de 5 minutos y ocurrió el 16 de diciembre. En el caso de la GCR Peninsular se tuvieron 12 eventos cuya afectación se presentó en el 4 trimestre sin reportar salidas del EON. Para la GCR Norte, se registraron 22 eventos fuera de la banda de calidad de tensión con una duración total de 1 hora y 42 minutos operando fuera del EON.

Figura 21. Tensión máxima y mínima de las GCR registradas en 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

El evento de mayor duración en esta GCR fue de 18 minutos y 24, ocurrido el 03 de agosto. El sistema Mulegé y las GCR Baja California Sur y Central, no presentaron eventos relevantes, asociados a desviaciones de tensión, durante 2018.

3.1.4. Indicadores de sustentabilidad

Los resultados de la consecución de metas en materia de sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional pueden ser observados mediante la utilización de indicadores que permitan dar seguimiento a la integración de fuentes de energía limpia, su generación de energía y la reducción de emisiones de CO_2. Bajo esta consideración uno de los indicadores más representativos es la Componente de Generación Limpia (CGL), que representa la participación de la energía eléctrica proveniente de fuentes limpias con relación a la energía total, en términos de generación bruta. En la Tabla 15, se muestra el indicador para el periodo 2016-2018.

Tabla 15. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2018.

2016	2017	2018	TMCA 16-18 [%]
21.0%	21.4%	23.2%	5.01

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN 2019-2033.

Se puede apreciar que la CGL presenta un crecimiento en el último año, como resultado de la aportación de la generación nucleoeléctrica, que adicionó 2,672 GWh en 2018, así como, la adición de 1,826 y 1,983 GWh correspondientes a la generación fotovoltaica y eólica, respectivamente.

En lo que respecta a las emisiones generadas en el SEN, asociadas a las tecnologías de generación, la Comisión publica de forma anual el Factor de Emisión del Sector 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 16 muestra los factores de emisión desde la entrada en vigor del Código de Red.

Tabla 16. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2018. [ton CO_2/MWh]

2016	2017	2018
0.458	0.582	0.527

Fuente: Elaborado y publicado por la CRE.

Este indicador muestra variaciones de forma sensible a las tecnologías empleadas en la generación eléctrica, de tal forma que un incremento en la generación convencional, específicamente aquella que proviene del uso de combustibles fósiles, representará un incremento de las emisiones. 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).

3.2. Disturbios en el SEN

El Código de Red define un disturbio como 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.

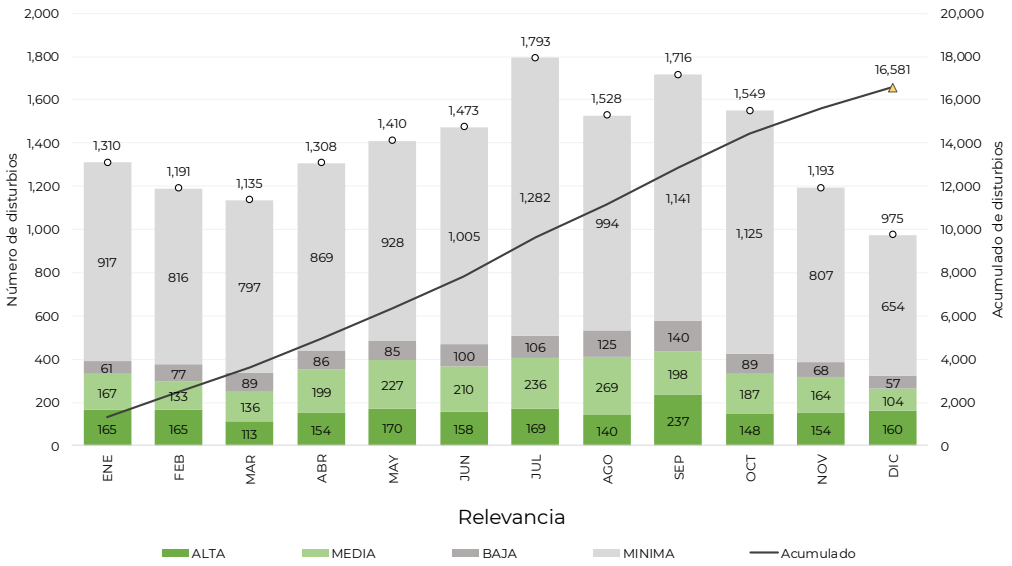
3. Disturbios de baja relevancia. Disparos de elementos debido a vandalismo, maniobras erróneas, disparos de líneas debido a personas ajenas al SEN accidentadas, disparos transitorios de líneas superiores o iguales a 230 kV y sismos mayores a 5 grados Richter sin afectaciones.

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.

De acuerdo con esta clasificación, la Figura 22 muestra el total mensual de disturbios ocurridos en el SEN en 2018. Cabe señalar que la mayoría de los disturbios ocurridos en el SEN fueron de mínima relevancia, seguidos por los de media relevancia. Con base en el número de disturbios reportados en 2016 con un total acumulado de 8,449 disturbios cuya clasificación de relevancia fue: Alta 15.4%, Media 20.2%, Baja 9.5% y Mínima 55.0%; para 2017, el número de disturbios incrementó 87.9%, alcanzando un total de 15,878, donde los disturbios de Alta, Media, Baja y Mínima relevancias incrementaron 94.4%, 25.0%, 11.7% y 122.4% respectivamente. Esta situación derivó en diversos estados de alerta y de emergencia mostrados en el Reporte de Confiabilidad del SEN del año pasado.

Con base en lo antes descrito, para 2018, el número de disturbios registrados en el SEN alcanzó una cifra de 16,581 en total. Aquellos clasificados de Alta Relevancia fueron 1,933 equivalentes al 11.7% del total y que, comparados con el año 2017 reportaron una reducción de 23.4%, sin embargo, esa cifra sigue siendo 48.9% mayor que la registrada en 2016. En el caso de los disturbios de Media Relevancia, estos sumaron 2,230 cuya aportación fue equivalente a 13.4% del total de 2018 registrando un crecimiento de 4.7% con respecto a 2017 y 30.9% mayor que lo reportado en 2016. Esta última categoría es la de menor incremento.

Figura 22. Disturbios en el SEN por relevancia y total acumulado, 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En cuanto a los disturbios de Baja Relevancia, en 2018 alcanzaron 1,083 eventos que con respecto al año anterior reportaron un aumento de 20.9%. Cabe señalar que, en los últimos tres años reportados, los disturbios de Mínima Relevancia representan más del 50% del total, pero en 2017, esta proporción estuvo por arriba del 65% y en 2018, con 11,335 eventos, esa proporción alcanzó 68.4%. La cantidad de disturbios en el SEN presenta una tasa media de crecimiento anual de 40.1%, esto nos indica que el SEN ha venido incrementando su riesgo de falla y que puede derivar en un incremento de estados de alerta y de emergencia si no se toman acciones concretas.

3.2.1. Estados de Alerta, de Emergencia y restaurativos del SEN

Al cierre de 2018, la cantidad de EOA en el SEN totalizó 1,404, 21.5% más que lo reportado en 2017, asimismo, los EOE reportados fueron 77 y representan un incremento de 75.0% en el último año. La Tabla 17, muestra los totales anuales de los EOA Y EOE para el periodo 2016-2018.

Tabla 17. Estados de Alerta y de Emergencia en el SEN, 2016-2018.

Estado Operativo	2016[1]	2017	2018	Δ 2017-2018
Alerta	228	1,156	1,404	21.5%
Emergencia	35	44	77	75.0%

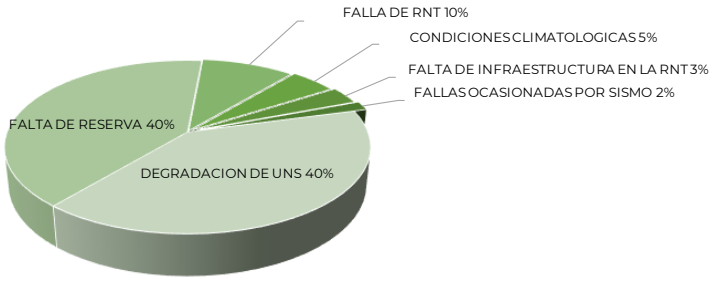
1 Para el año 2016, se presentan las notificaciones del segundo semestre únicamente.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Entre las principales causas de los EOA y EOE, se encuentran la falta de reserva y la degradación de unidades generadoras, así como fallas en elementos de la RNT, siendo de menor frecuencia de ocurrencia las condiciones climatológicas y desastres

naturales. En la Figura 23 se muestran las causas más frecuentes que conducen al SEN hacia estados EOA y EOE.

Figura 23. Principales causas de los Estados de Alerta y Emergencia en el SEN en 2018.



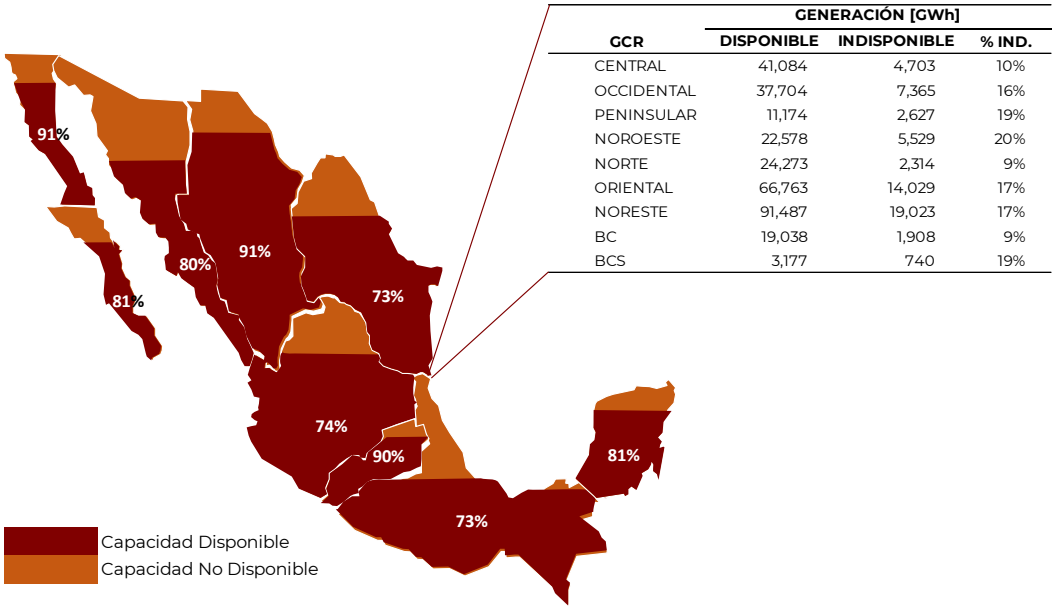
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Como se mostró en los puntos anteriores, el SEN está sujeto a diversos eventos, que pueden ocasionar que las unidades generadoras de las Centrales Eléctricas salgan de operación. El CENACE es el ente encargado de realizar la planeación y la coordinación de la solicitud de salida de las unidades requeridas para realizar a estas el 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 criterio OP-105 del Código de Red, define que cuando se presenten salidas de operación de elementos del SEN, por ejemplo, unidades de central eléctrica que no se encuentren consideradas en el programa de mantenimientos conciliado con el CENACE, serán consideradas como salidas de emergencia bajo el concepto de salida forzada, de acuerdo con el Manual Regulatorio de Programación de Salidas incluido en el Código de Red.

Para este año el SEN presentó un total de 58,307 MWh de Generación no disponible, del cual, **aproximadamente el 67% está asociado a salidas forzadas**, alrededor de 32% está relacionado con actividades de mantenimiento y cerca de 1% a eventos sin clasificación. La Figura 24 muestra el porcentaje de la generación que estuvo disponible y la indisponible en cada Región de Control para el año 2018.

Figura 24. Indisponibilidad de Generación en el SEN, 2018.



GCR	GENERACIÓN [GWh] DISPONIBLE	INDISPONIBLE	% IND.
CENTRAL	41,084	4,703	10%
OCCIDENTAL	37,704	7,365	16%
PENINSULAR	11,174	2,627	19%
NOROESTE	22,578	5,529	20%
NORTE	24,273	2,314	9%
ORIENTAL	66,763	14,029	17%
NORESTE	91,487	19,023	17%
BC	19,038	1,908	9%
BCS	3,177	740	19%

Nota: Excluye 69.5 GWh de eventos sin clasificar.
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En la Tabla 18, se muestra la generación indisponible por Región de Control en el SEN con detalle mensual. La GCR Oriental presentó la mayor generación indisponible acumulada en el año con 19,023 GWh, debido, en parte, por el tamaño de la gerencia y por la capacidad instalada.

Tabla 18. Generación indisponible por Región de Control en el SEN en 2018 [GWh].

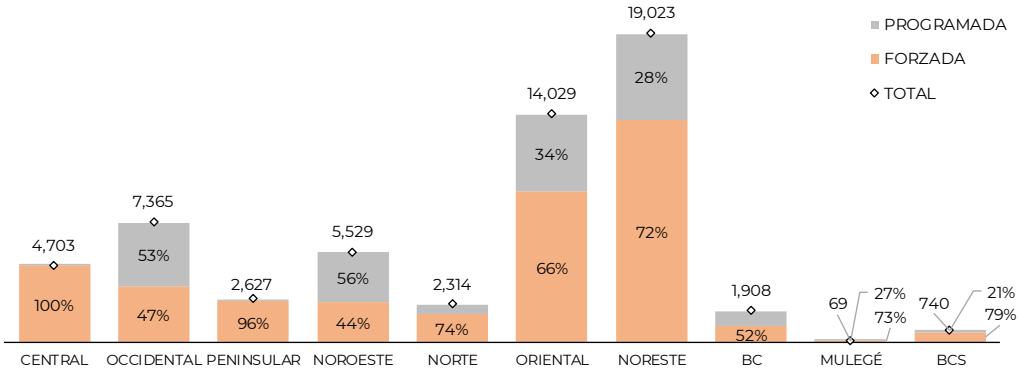
GCR	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	junio	julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
ORIENTAL	1,292.4	4,471.5	2,146.0	1,142.0	2,504.8	918.6	630.0	1,039.1	2,074.2	1,153.7	1,194.6	456.3
NORESTE	696.1	1,880.0	1,367.9	1,133.4	1,085.0	1,122.8	1,123.6	958.2	1,453.7	1,597.7	1,354.9	255.5
BCS	309.2	861.0	722.1	779.5	727.0	188.3	213.0	348.5	1,125.9	1,059.2	881.5	149.7
CENTRAL	1,819.6	1,177.9	155.0	380.0	400.4	19.7	2.3	205.7	222.9	254.3	604.0	287.7
BC	1,032.8	702.8	588.9	231.2	282.9	270.5	316.4	344.8	387.4	116.8	401.1	27.6
MULEGÉ	32.6	584.0	78.7	84.6	638.4	143.5	83.4	110.1	199.0	409.5	25.2	237.7
NOROESTE	22.1	74.1	10.4	1,259.0	122.5	31.2	63.8	121.8	223.7	290.3	39.5	55.9
OCCIDENTAL	197.9	12.6	139.4	325.1	745.9	19.3	21.9	28.4	179.3	172.6	58.5	6.6
NORTE	53.8	25.8	15.3	38.5	76.3	41.2	28.0	24.8	47.1	66.5	100.3	222.4
PENINSULAR	5.4	2.2	6.7	2.0	1.8	7.5	3.2	1.7	27.6	3.7	7.5	0.1
TOTAL	5,461.8	9,791.9	5,230.5	5,375.3	6,585.0	2,762.6	2,485.6	3,183.2	5,940.9	5,124.3	4,667.1	1,699.4

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

De igual forma, la GCR Noreste presentó una indisponibilidad de 14,029 GWh acumulada en 2018.

La Figura 25 muestra la indisponibilidad de generación y su clasificación en 2018 por Gerencia de Control Regional, así como su clasificación indicando la capacidad indisponible por falla.

Figura 25. Generación indisponible en el SEN, por Gerencia de Control Regional, 2018 [GWh].



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

3.2.2. Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas del SEN en 2018

En 2018, se realizó el cambio de metodología para la determinación de las 100 horas críticas (HC) que se señala en el Manual para el Mercado de Balance de Potencia. Con esto, el periodo de tiempo de HC se determina con base en las horas en que se presentó el menor nivel de reservas de generación, ya que la metodología anterior contabilizaba las horas de mayor demanda. La Tabla 19, muestra la ocurrencia de las 100 horas críticas, de acuerdo con la información publicada en el CENACE[18].

Tabla 19. Capacidad Disponible en las 100 horas críticas identificadas por el CENACE por zona de potencia, 2016-2018.

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	428.51	402.00	409.23
	BCA	del 20-junio al 31-agosto	2,556.00	2,370.94	2,428.88
	SIN	del 23-mayo al 20-septiembre	39,746.91	38,681.64	39,022.65
2017	BCS	del 20-julio al 19-octubre	469.20	430.70	439.97
	BCA	del 20-junio al 06-septiembre	2,622.32	2,443.87	2,495.87
	SIN	del 17-mayo al 24-agosto	42,421.12	40,385.89	40,905.19
2018	BCS	del 06-julio al 06-octubre	64.77	-13.55	37.58
	BCA	del 18-julio al 23-agosto	215.64	-2.84	144.99
	SIN	del 16-mayo al 24-julio	2,562.11	204.22	1,997.02

[1] Para los años 2016 y 2017, los máximos, mínimos y promedios corresponden a la mayor demanda en [MW] que se presentó en el sistema correspondiente, mientras que para 2018 con la nueva metodología corresponden al menor nivel de reserva de generación.

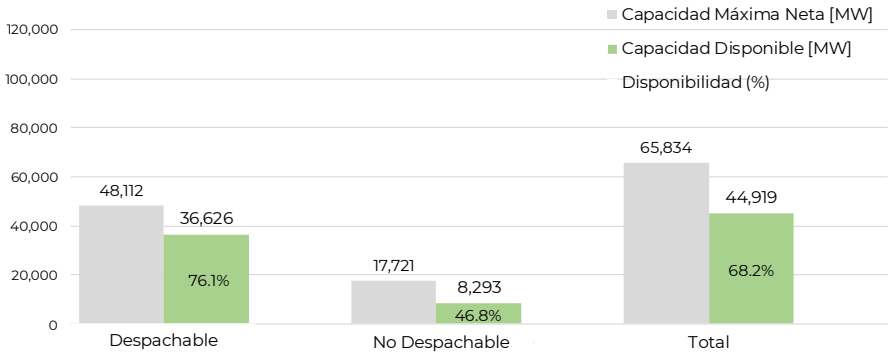
Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En cuanto a la disponibilidad de capacidad en el SIN, de acuerdo con el tipo de oferta de venta de energía, la disponibilidad de capacidad despachable promedio en las 100

[18] http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/AcreditacionReqPotencia.aspx

horas críticas fue de 76.1%, mientras que la no despachable (de programa de generación fijo) fue de 46.8%. La Figura 26 muestra la disponibilidad total del SIN, con relación a su capacidad máxima neta y su capacidad disponible promedio durante las horas críticas.

Figura 26. Disponibilidad de capacidad promedio durante las 100 horas críticas del SIN, 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018.

3.2.3. Indisponibilidad por falta de gas natural

A lo largo de 2018, el SIN promedió una capacidad de generación no disponible por falta de gas equivalente a 1,897 MW mensual. Sin embargo, en los meses de enero y junio alcanzó una indisponibilidad de 2,569 y 2,481.6 MW, respectivamente. La GCR con mayor indisponibilidad por gas fue la Peninsular alcanzando un promedio mensual de 392.3 MW. En la Tabla 20 se muestra la capacidad indisponible mensual por GCR.

Tabla 20. Indisponibilidad de capacidad de generación por GCR, 2018. [MW]

GCR	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	PROMEDIO
CENTRAL	401.6	325.7	239.0	193.8	229.5	593.6	82.3	353.0	110.7	97.7	93.1	0.0	226.7
ORIENTAL	329.4	131.5	71.7	83.7	58.8	223.1	53.0	54.9	65.2	169.1	275.0	275.6	149.3
OCCIDENTAL	312.3	67.8	160.1	158.0	157.9	90.8	4.3	8.5	3.7	4.3	0.0	9.1	81.4
NOROESTE	0.0	0.0	14.1	0.0	19.0	2.5	6.4	0.0	0.0	0.0	34.2	63.3	11.6
NORTE	492.7	468.1	518.1	507.6	376.3	182.8	156.5	117.9	125.2	109.5	369.8	291.1	309.6
NORESTE	409.9	462.1	601.0	714.1	647.0	994.3	601.4	993.5	1,263.5	1,118.4	527.3	380.4	726.1
PENSINSULAR	623.2	589.0	300.5	414.7	632.1	394.5	219.5	325.9	362.3	292.1	242.2	311.6	392.3
SIN	2,569.0	2,044.3	1,904.6	2,071.9	2,120.5	2,481.6	1,123.3	1,853.8	1,930.6	1,791.1	1,541.6	1,331.2	1,897.0

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

3.2.4. Principales disturbios en el SEN en 2018

Clasificados por su afectación sobre la generación, 11 de los 16,851 disturbios ocurridos en el SEN, 11 presentaron afectaciones entre 5 y 600 GWh, 7 catalogados con relevancia alta y 4 de relevancia media. Todos ellos se presentaron en la GCR Peninsular y están asociados, en su mayoría, a fallas en los equipos mecánicos de las centrales.

En la Tabla 21 se muestran los disturbios en el SEN que presentaron una afectación en energía sobre el SEN en el rango mencionado, ahí se describen los eventos, las causas y el área de oportunidad, esto de acuerdo con la información proporcionada por el

CENACE. La naturaleza de las fallas en los equipos térmicos son resultado de los años de operación de los generadores de vapor y turbinas, de los programas de mantenimiento y la variación de las condiciones de operación.

3.3. Monitoreo del Sistema de Baja California

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, por sus siglas en inglés), en los términos previstos en el contrato que para tal efecto suscribió la Comisión con el WECC[19].

[19] Contrato Núm. CRE/16/2018.

Tabla 21. Principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación en GWh, 2018.

Mes	No. Evento	GCR	Relevancia	Afectación [GWh]	Descripción	Causa
Enero	1201	Peninsular	Alta	6.1	Operación de la protección 86G por diferencial de corriente	Corto circuito en terminales de salida de un generador
Febrero	2419	Peninsular	Alta	**594.5**	Salida de unidad(es) asociadas a un generador de vapor (GV)	Ruptura de tubos del generador de vapor
Marzo	3564	Peninsular	Alta	7.2	Falla de arranque de unidad	Temperatura variable en la cámara de combustión por calidad del combustible
Mayo	6255	Peninsular	Alta	15.5	Salida de operación de una unidad	Fuga de aceite en chumacera (elemento rotativo)
Mayo	6257	Peninsular	Media	9.1	Salida de operación de una unidad	Combustión secundaria por falla de ductos de aire hacia el quemador
Mayo	6271	Peninsular	Alta	**314.3**	Salida de unidad(es) asociadas a un generador de vapor (GV)	Ruptura de tubos del generador de vapor
Junio	7735	Peninsular	Media	9.0	Salida de unidad(es) asociadas a un generador de vapor (GV)	Alta presión en el hogar por ensuciamiento de superficies de transferencia en el GV
Agosto	10984	Peninsular	Media	23.0	Salida de unidad(es) asociadas a un generador de vapor (GV)	Alta presión en el hogar por ensuciamiento de superficies de transferencia en el GV
Septiembre	12623	Peninsular	Alta	15.7	Salida de operación de una unidad	Bajo nivel de almacenamiento de combustible
Octubre	14331	Peninsular	Media	22.0	Salida de operación de una unidad	Conato de incendio en la unidad, se activan protocolos de seguridad e higiene
Diciembre	16531	Peninsular	Alta	70.2	Salida de operación de una unidad	Desarrollo de fluctuaciones de presión en los combustores

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

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 de Monitoreo en el que se establezcan claramente las actividades de vigilancia que serán llevadas a cabo, en el año de interés. En este Programa se incluyen los criterios que serán activamente monitoreados, una descripción de los métodos de monitoreo, y el programa de auditorías que, en su caso, se llevarán a cabo.

Los métodos de monitoreo incluyen la recolección, procesamiento y análisis de información que debe ser suministrada por los sujetos obligados a cumplir con los criterios específicos y pueden incluir cualesquiera de los siguientes:

a. Investigación del cumplimiento: Se pueden llevar a cabo en cualquier momento, por las autoridades competentes, en respuesta a un disturbio en el sistema, una queja o una posible violación identificada.
b. Revisión puntual (*spot checks*, en inglés): Pueden ser iniciados en cualquier momento, por las autoridades competentes, para revisar o confirmar auto-reportes, información periódicamente suministrada o auto-certificaciones. Estas revisiones pueden ser aleatorias o pueden ser iniciadas en respuesta a eventos, problemas operativos, etc.
c. Auto-reportes: Son presentados, en su caso, por los sujetos obligados cuando advierten que no están cumplimiento 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.
d. Auto-certificaciones: Es el mecanismo por el cual la autoridad competente puede requerir a un sujeto obligado en un momento dado, como evidencia del cumplimiento con los criterios específicos de confiabilidad.
e. Planes de mitigación: Son presentados, en su caso, por los sujetos obligados cuando consideran o identifican posibles incumplimientos con respecto a los criterios específicos de confiabilidad y debe incluir: las acciones de mitigación propuestas para corregir la violación, o la descripción de cómo la violación fue mitigada.
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.

La información que corresponda es suministrada por los sujetos obligados a WECC, a través de los sistemas informáticos que esta ha puesto a disponibilidad.

Para el año 2018, derivado de las actividades de monitoreo y vigilancia llevadas a cabo por la Comisión con el apoyo de WECC, no se identificaron posibles violaciones a los criterios específicos de confiabilidad aplicables a Baja California.

4. Desempeño de la RNT

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, con la finalidad de garantizar la prestación del servicio de transmisión en condiciones de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad, tanto de las instalaciones y equipos que componen la RNT, así como de las instalaciones y equipos de los usuarios finales.

A continuación, se presentan los valores de cada indicador correspondientes al desempeño de la RNT, reportados por CFE Transmisión al cierre de 2018.

4.1 Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT

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

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

4.4 Energía no suministrada en la RNT (ENS)

4.5 Congestión en la RNT

4.1. Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT

Las Disposiciones de la RNT y las RGD prevén que la CFE Transmisión debe asegurar la disponibilidad de los elementos de la RNT, los cuales incluyen a los 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, ramas inductivas de compensadores estáticos de VAR y sus ramas capacitivas.

Para la evaluación de la disponibilidad de la RNT, se establecieron dos índices: uno para cada Gerencia Regional de Transmisión y otro a nivel nacional. Asimismo, se definieron 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, de conformidad con el Código de Red, y
v. Cuando haya un disturbio en la RNT.

De conformidad con lo anterior, en la Tabla 22 se reporta la disponibilidad promedio que presentaron los elementos de la RNT, para el periodo 2016-2018, ordenados por Gerencia Regional de Transmisión. En este case se hace una comparación con el porcentaje de disponibilidad obligatorio para cada Gerencia, establecido en las Disposiciones de la RNT y las RGD.

Tabla 22. Disponibilidad de los elementos de la RNT por Gerencia Regional de Transmisión, 2016-2018.

	Disponibilidad promedio				2018	Histórico 2016-2018			
GRT	Obligatoria	2016	2017	2018	VRL[1]	Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces por debajo del límite
Baja California	99.00%	99.03%	98.33%	99.13%	0.13% ▲	98.33%	99.13%	0.80%	0
Noroeste	99.00%	99.42%	99.13%	99.69%	0.69% ▲	99.13%	99.69%	0.56%	0
Norte	99.00%	99.44%	99.67%	99.81%	0.81% ▲	99.44%	99.81%	0.37%	0
Noreste	99.00%	99.12%	98.81%	99.47%	0.47% ▲	98.81%	99.47%	0.66%	0
Central	99.00%	99.65%	99.56%	99.73%	0.73% ▲	99.56%	99.73%	0.17%	0
Oriental	99.00%	99.53%	99.64%	98.88%	-0.12% ▼	98.88%	99.64%	0.76%	1
Peninsular	99.00%	99.52%	99.59%	99.72%	0.72% ▲	99.52%	99.72%	0.20%	0
Occidental	98.50%	99.40%	99.67%	99.54%	1.04% ▲	99.40%	99.67%	0.27%	0
Sureste	98.50%	98.72%	99.56%	99.61%	1.11% ▲	98.72%	99.61%	0.89%	0

[1] Variación en puntos porcentuales de la disponibilidad promedio con relación al límite obligatorio.

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

Como se puede observar, la mayoría de las GRT se encuentra dentro de los límites establecidos, excepto la GRT Oriental que disminuyó notablemente el porcentaje de disponibilidad, permaneciendo por debajo de su disponibilidad obligatoria.

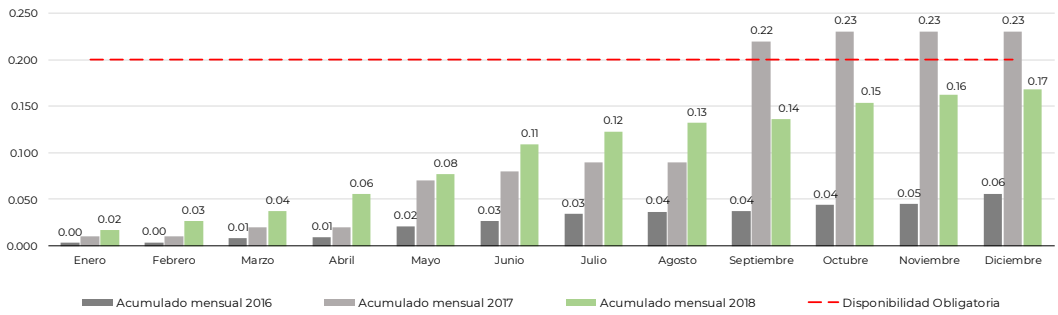
4.2. Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI)

El SAIFI es el índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en la RNT, y tiene como objetivo evaluar la continuidad de la RNT, y se refiere al número de interrupciones promedio ocasionadas en la RNT, que experimenta un usuario final. Para determinar el índice, se consideran las interrupciones con duración mayor a cinco minutos, ocurridas en la RNT, así como las interrupciones atribuibles a la operación de la RNT y debido a casos fortuitos o fuerza mayor.

El SAIFI máximo permitido en el SEN, de conformidad con las Disposiciones de la RNT y de las RGD, correspondiente a las interrupciones atribuibles a la operación, deberá ser no mayor a 0.20 interrupciones promedio anual por usuario final de la RNT a nivel nacional. Por otro lado, no se establece una meta para el índice de interrupciones atribuibles a casos fortuitos o fuerza mayor.

En la Figura 27 se observa el promedio acumulado del SAIFI atribuible a cuestiones operativas para el periodo 2016-2018. Como se observa, durante el año 2018, el índice se mantuvo por debajo de su límite establecido. Aunque este indicador presenta una notable mejoría respecto al año 2017, comparándolo con lo registrado en 2016, se encuentra 41% por arriba del resultado presentado en el año 2016.

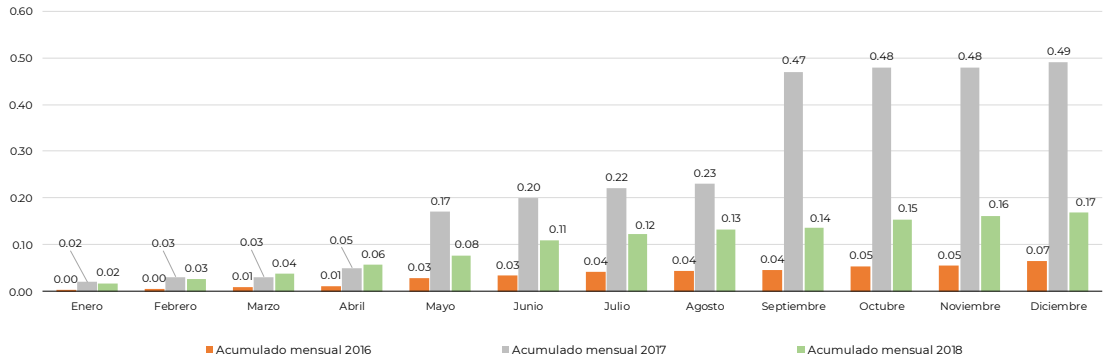
Figura 27. Acumulado mensual de SAIFI atribuible a causas operativas, 2016-2018.



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

En la Figura 28, se reportan los valores acumulados de SAIFI Total correspondiente tanto a causas operativas como a los casos fortuitos o de fuerza mayor que afectaron la RNT.

Figura 28. Acumulado mensual de SAIFI atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor, 2016-2018.



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

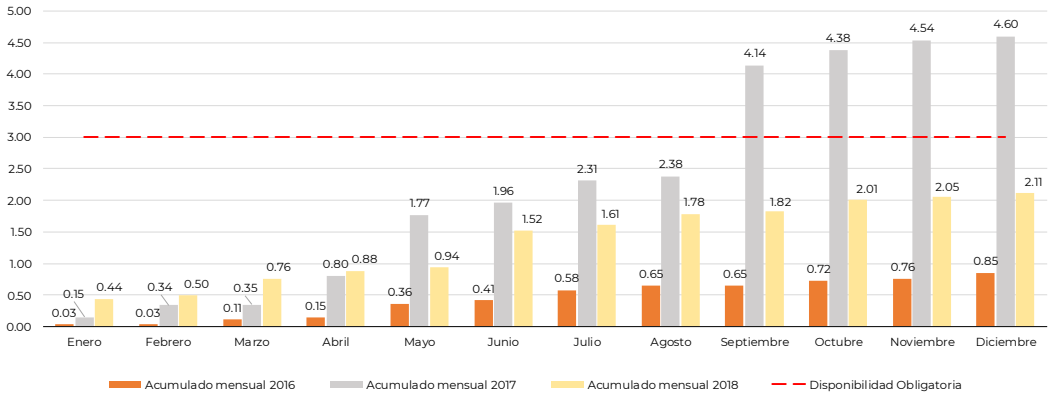
De la información presentada, se observa que el índice en 2018 disminuyó 66% el promedio acumulado en comparación al reportado en el año 2017, sin embargo, aún es mayor al reportado en el 2016

4.3.Índice de duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI)

El índice SAIDI se refiere al tiempo promedio que un usuario final permanece sin servicio de energía eléctrica durante un período evaluado. Su objetivo, es medir el tiempo (en horas) de afectación que experimenta un usuario final, ya sea debido a causas operativas o a casos fortuitos o de fuerza mayor. Para este índice, se miden únicamente las interrupciones con duración mayor a cinco minutos. El valor máximo de SAIDI a nivel nacional, sin considerar las interrupciones por caso fortuito o fuerza mayor, deberá ser de máximo 3 minutos promedio al año. No se establece una meta de SAIDI para los casos fortuitos o de fuerza mayor.

La Figura 29 indica el promedio acumulado mensual del SAIDI atribuible a causas operativas para el periodo 2016-2018. En el último año se observa el cumplimiento del índice y una mejora significativa respecto a los resultados obtenidos al año 2017.

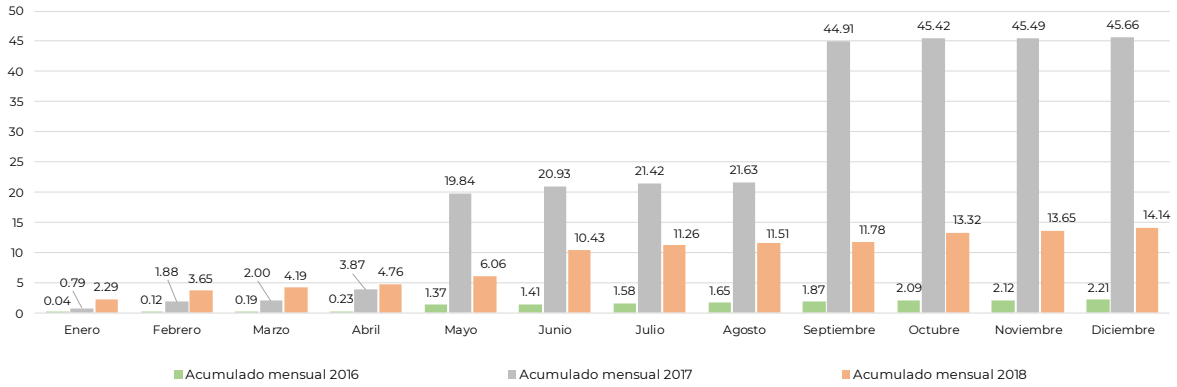
Figura 29. Acumulado mensual de SAIDI atribuible a causas operativas, 2016-2018.



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

Los valores de SAIDI Total atribuibles a causas operativas y a casos fortuitos o de fuerza mayor en la RNT, se indican en la Figura 30. Nuevamente, se observa un decremento notable del SAIDI en 2018, con respecto a 2017. Al cierre de 2018, se reporta un acumulado de 14 minutos, 31 minutos menor al SAIDI de 2017.

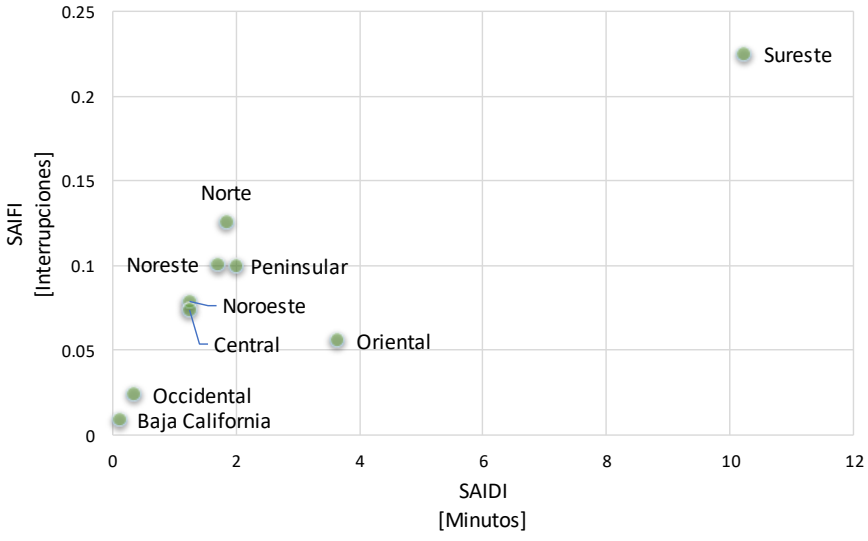
Figura 30. Acumulado mensual de SAIDI Total atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor, 2016-2018.



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

A manera de resumen, en la Figura 31 se muestran los indicadores SAIFI y SAIDI por GRT, donde se puede observar que la GRT Sureste presenta los valores más altos, debido a los eventos suscitados en 2018, el resto de las gerencias presenta un comportamiento adecuado de sus indicadores. El gráfico muestra las GRT distribuidas, donde aquellas que se encuentren alejadas del origen son las Gerencias con un comportamiento más crítico y aquellas que se acercan al mismo operan dentro de los parámetros establecidos.

Figura 31. Indicadores SAIFI y SAIDI por Gerencia Regional de Transmisión, 2018.

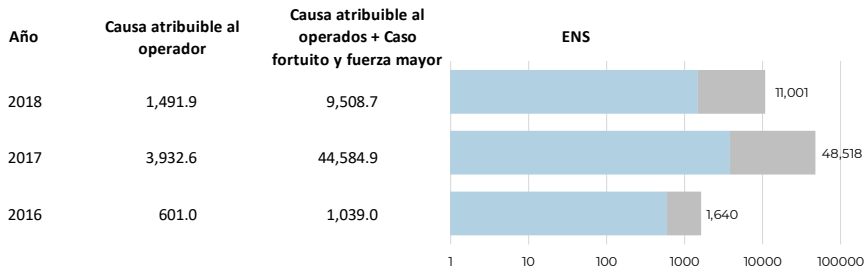


Fuente: Elaborado por la CRE con información de la CFE Transmisión.

4.4. Energía no suministrada en la RNT (ENS)

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 Gerencia Regional de Transmisión y considera interrupciones provocadas por caso fortuito o fuerza mayor o atribuibles a la operación de la RNT. La Figura 32 presenta la ENS total que se presentó en la RNT, desagregada en causas operativas y por eventos de caso fortuito o de fuerza mayor, para el periodo 2016-2018. En el último año reportado, se muestra una notable mejora del indicador al ser 79% menor en comparación con el año 2017.

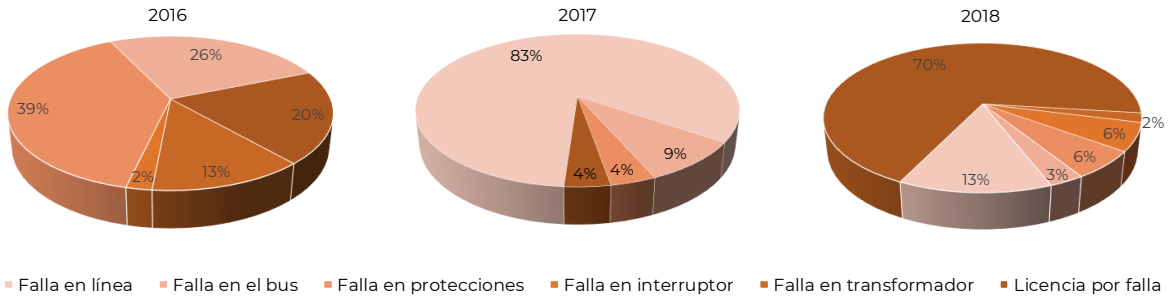
Figura 32. Indicador de ENS atribuible a causas operativas y de caso fortuito o de fuerza mayor en la RNT, 2016-2018. [MWh]



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

Por otro lado, las principales causas asociadas a las interrupciones en la RNT en el periodo 2016-2018, se presenta en la Figura 33. Cabe señalar que la principal causa a la que se atribuyen las interrupciones en la RNT en 2016, fue la falla en interruptores, que representó 39% del total de las fallas, seguido por las fallas en bus, con un 13%. Se considera necesario analizar cuáles de las causas de las interrupciones fueron consecuencia de la falta de mantenimiento oportuno de los elementos.

Figura 33. Causas de interrupciones de las RNT, 2016-2018.



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

Asimismo, se observa que la principal causa de las interrupciones en la RNT en 2017, fueron las fallas en línea que representaron 83% del total de las interrupciones en ese año. Es necesario analizar cuáles fueron dichas fallas, y particularmente, las causas raíz. Existen otras causas de menor afectación y se ha identificado como: daño en apartarayos, falla en interruptor, equipo eléctrico primario dañado, colapso de torres, falla de banco de capacitores, falla en transformador, etc.

4.5.Congestión en la RNT

En el caso de las RNT, la congestión de líneas ha sido identificada, años atrás como uno de los principales retos del SEN, ya que como se observó, existen GCR con déficit de generación que propician los flujos de energía mediante las líneas que dependiendo de las condiciones de cada región pueden operar cercanas a su límite. En el periodo 2016-2018, se presentó una tendencia a la saturación de diferentes corredores de transmisión que se enuncian a continuación:

En la GCR Central:

- El corredor Texcoco-La Paz, operó en 1,500 MW. Para atender esta circunstancia, se repotenciaron 2,217 MVA por circuito, con conductor de alta temperatura.
- El corredor de dos líneas de transmisión entre SE Ixtepec Potencia –A3V30 y A3V40-Juile con una capacidad de 1,100 MW cada una, que presentaron congestión ante contingencia N-1 con alto factor de planta de generación eólica. En respuesta el CENACE solicitó adelantar la ejecución de un proyecto instruido por la SENER sustituyendo elementos y equipo eléctrico en serie de cada una de las líneas de transmisión Ixtepec Potencia –A3V30 y A3V40- Juile a 1,500 MVA considerando que son tres líneas de tres conductores por fase calibre 1,113 kCM.

En la GCR Oriental:

- En el corredor de transmisión entre la región del Grijalva y Tabasco compuesto por dos líneas de transmisión en 400 kV Manuel Moreno Torres – A3U80-Tabasco Potencia, Malpaso Dos – A3U90-Tabasco Potencia y el AT-02 de Malpaso Dos, se presentó un evento de congestión por lo que se incrementó de 1,450 a 1,500 MW con un aumento de la carga a interrumpir con el Esquema de Acción Remedial, además de la desconexión de los reactores de línea y el Bloqueo del Disparo–Recierre-Monopolar de las líneas de transmisión en 400 kV. Este evento en particular resultó importante por permanecer 115 horas por arriba de los 1,500 MW hasta alcanzar un valor integrado de 1,671 MWh.
- En el verano de 2018, se realizaron cortes de carga con una energía no suministrada de 807 MWh por congestión en esta GCR. Cabe señalar que los proyectos de transmisión de esta GCR se han postergado en los Programas de Ampliación y Modernización de las RNT en los últimos dos años, por lo que el CENACE los propone nuevamente.

Para la GCR Occidental:

- En la zona de Querétaro, derivado del incremento de demanda que ha tenido y por condiciones de bajos despachos en la generación de la central eléctrica el Sauz, en condición normal de operación se presentan flujos superiores a los límites operativos (118%) en la línea de transmisión Conín-73700-El Marqués. Ante la contingencia sencilla del disparo de la línea San Ildefonso-73200-Aeroespacial se tiene sobre carga en la línea de transmisión Querétaro-72020-Campanario (109.6%), así como, en la línea de transmisión San Ildefonso-73150-Marqués Oriente (108%); ante disparo de Conín-Marqués las problemáticas son debido a límites térmicos en barras y líneas de transmisión. Para esta remediar esta situación, la SENER instruyó a CFE Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE de las líneas Conín-Marqués Oriente y San Ildefonso-Tepeyac.
- El corredor de transmisión Delicias-Querétaro operó 2,322 horas por arriba de su límite de transmisión de 585 MW
- El corredor compuesto por dos líneas de transmisión entre las subestaciones Cañada y Aguascalientes Potencia, operó 16 horas por encima de su límite de 1012 MW.

Para la GCR Noroeste:

- En 2018 el corredor de transmisión Mazatlán a Culiacán, operó 48 horas por arriba de su límite de transmisión de 1,350 MW.
- El corredor de transmisión Tepic Dos a Mazatlán Dos, por condiciones operativas y altos flujos de potencia activa, provocó cortes de carga con una energía no suministrada de 111.8 MWh. Con la entrada en operación de las centrales de Ciclo Combinado de Empalme y Topolobampo, se estima reducirán las congestiones de la red en el sentido de Sur a Norte del país.
- El corredor de transmisión entre las subestaciones Nacozari y Nuevo Casas Grandes operó 157 horas por encima de su límite de transmisión de 400 MW. CFE Transmisión realizó trabajos de sustitución de equipo serie en estas líneas de transmisión para ampliar su capacidad.

Para la gerencia Norte:

- El corredor de transmisión Noreste-Norte, operó 69 horas por arriba de su límite de transmisión de 950 MW. Cabe señalar que este corredor operó 1,221 horas con el esquema de acción remedial armado arriba de 800 MW.

Para la región Noreste:

- El corredor de transmisión Monterrey-Saltillo presentó 29 horas por arriba de su límite de transmisión de 1,500 MW en el invierno 2017-2018.
- El corredor de transmisión Ramos Arizpe Potencia-Primero de Mayo alcanzó dos periodos de 25 horas por arriba de su límite de transmisión

Para la región Peninsular:

- Para suministrar la carga de la zona Carmen, se tiene implementado un esquema de acción remedial por sobrecarga de una de las líneas de transmisión

del enlace SABANCUI-Carmen ante contingencia sencilla de una línea de transmisión.

- El corredor de transmisión de Mérida a Cancún-Rivera Maya operó 18 horas por arriba de su límite de transmisión de 825 MW.

En este contexto, de conformidad con información del CENACE, la Figura 34 muestra los corredores de transmisión y sus límites máximos operativos. Aquellos que destacan por su condición de congestión, aparecen enmarcados y se describen a continuación:

A. 2 LT's de 400 kV más 2 LT's de 230 kV Mazatlán – Culiacán.
B. 2 LT's de 230 kV Nacozari – Nuevo Casas Grandes.
C. 3 LT's de 230 kV Chihuahua – Moctezuma.
D. 2 LT's de 230 kV Camargo – La Laguna más la LT de 400 kV El Encino – Río Escondido.
E. Una LT de 400 kV y una LT de 230 kV entre Durango – Mazatlán.
F. 2 LT's de 400 kV y una LT de 230 kV del enlace Noreste – Norte.
G. 2 LT's de 400 kV Champayán – Güemez.
H. 2 LT's de 400 kV Altamira – Tamos.
I. 2 LT's de 400 kV Villa de García – Ramos Arizpe.
J. 2 LT's de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo.
K. 2 LT's de 400 kV entre Tamazunchale – Querétaro.
L. 2 LT's de 400 kV Malpaso – Tabasco Potencia, Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia y Autotransformador de Malpaso.
M. 2 LT's de 400 kV Tabasco Potencia -Escárcega y 2 LT's de 230 kV de Santa Lucía a Escárcega Potencia.
N. Red de suministro a las zonas Cancún y Riviera Maya.

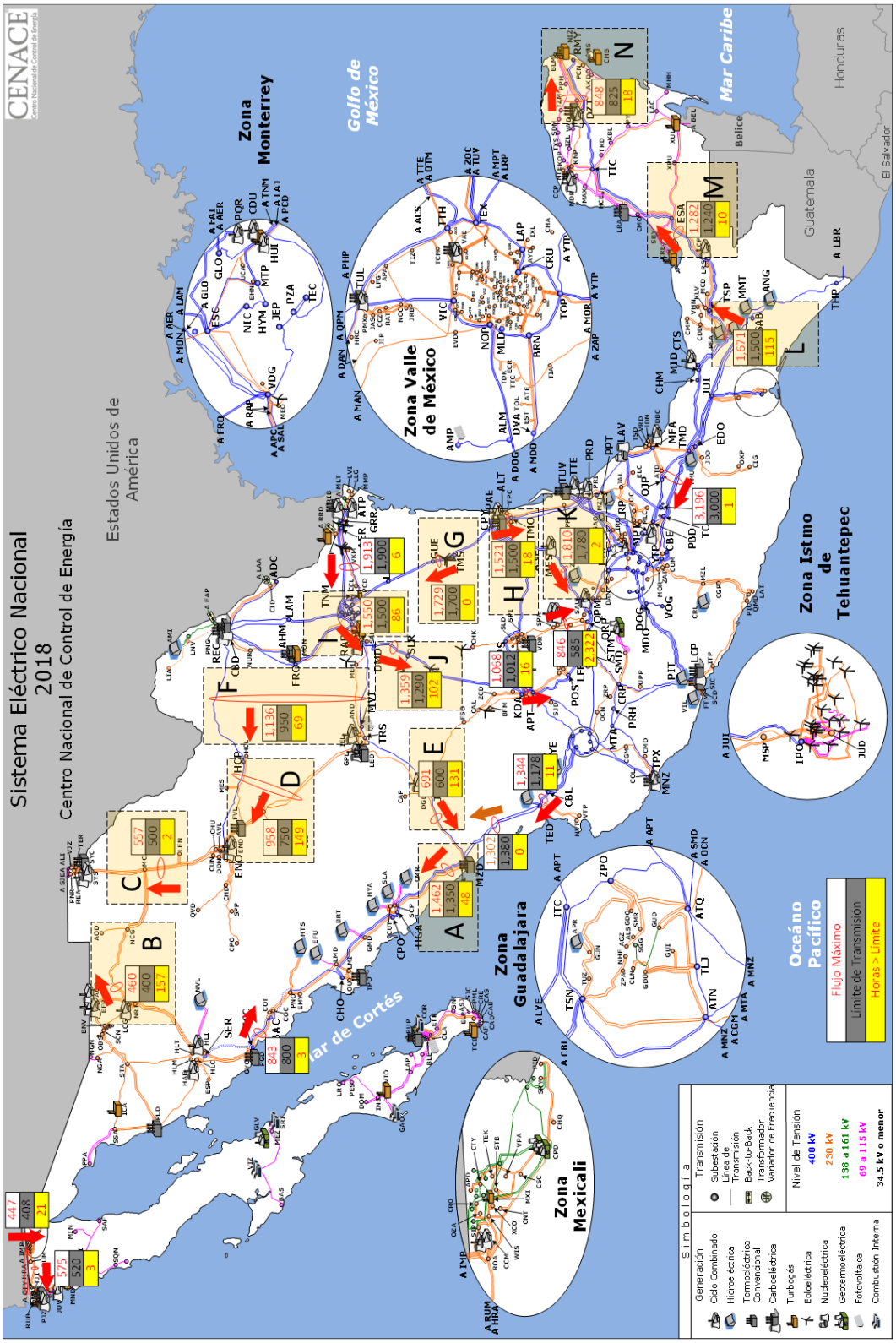
Asimismo, en la Tabla 23, se muestran los eventos de corte de carga asociados a la congestión de enlaces y la correspondiente energía no suministrada al SIN:

Tabla 23. Interrupciones de energía por congestión de enlaces en 2018.

Sistema	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Energía no suministrada (MWh)	Causa
SIN	11-may-18	109.0	699.63	Control del flujo entrando a Escárcega
SIN	29-may-18	33.0	38.40	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua.
SIN	31-may-18	95.0	391.54	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua.
SIN	01-jun-18	75.0	408.57	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua y a La Laguna.
SIN	08-jun-18	80.0	111.80	Control de flujo de Tepic hacia Mazatlán.
SIN	11-jun-18	188.1	266.92	Control de flujos de Malpaso hacia Tabasco y de Mazatlán hacia Culiacán.
SIN	12-jun-18	60.0	111.20	Control de flujos de Mazatlán hacia Culiacán.
SIN	20-jun-18	180.0	172.96	Control de flujos entrando al estado de Chihuahua y de Altamira hacia Monterrey.
SIN	18-jul-18	123.0	312.83	Control del flujo entrando a Escárcega.
SIN	24-jul-18	42.0	34.27	Control de flujo en la línea de la Cd. de Monterrey.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

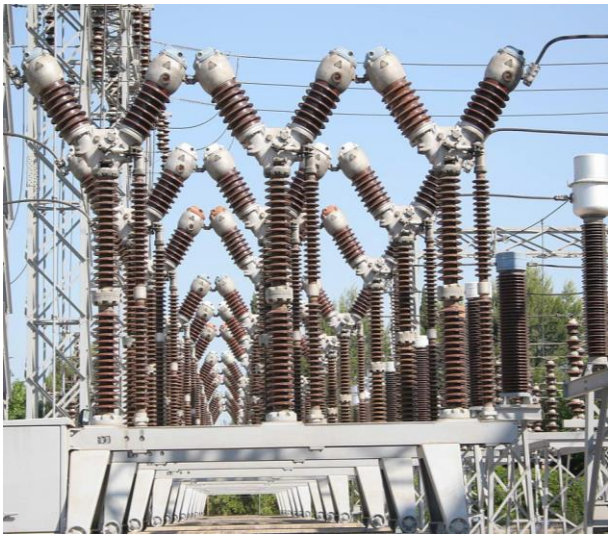
Figura 34. Principales corredores de transmisión, límites operativos y nivel de congestión.



Fuente: Complementado por la CRE, con base en información del CENACE.

De lo anterior se puede concluir que la ejecución de proyectos de transmisión es de suma importancia para la operación normal del SEN, ya que en los últimos años se han incrementado de forma importante los eventos de congestión en las GCR del SEN. Operar las líneas por arriba de su límite incrementa la posibilidad de una falla mayor. En 2018, fue una de las causas principales de los Estados Operativos de Alerta.

5. 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, correspondientes al desempeño de las RGD en el año 2016.

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

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

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

5.4 Compensación de potencia reactiva

5.1. Índice de duración promedio de interrupciones en Distribución (SAIDI)

El SAIDI correspondiente a las RGD, se evalúa contabilizando las interrupciones que superan los cinco minutos de duración y considera las causas de interrupción atribuibles al Distribuidor y casos fortuitos o de fuerza mayor. De conformidad con las Disposiciones de la RNT y las RGD, el SAIDI correspondiente a las RGD debe ser menor a 50 minutos promedio anual a nivel nacional, para las causas atribuibles al proceso de operación y mantenimiento del Distribuidor.

Por otro lado, el SAIDI Total considerando tanto las causas atribuibles a la operación y mantenimiento de las RGD, como los casos fortuitos o de fuerza mayor, no deberá de exceder de 108 minutos promedio anual, incluyendo todas las empresas Distribuidoras a nivel nacional. En la Tabla 24 se presenta el SAIDI promedio acumulado de las Divisiones de Distribución para los años 2016, 2017 y 2018.

Dicho SAIDI considera causas atribuibles a la operación y mantenimiento de las RGD. Como se observa, la División Sureste fue la que presentó el mayor SAIDI en las RGD en los tres años analizados, con un valor de alrededor de 50 minutos en el 2016, cerca de 70 minutos en 2017 y alrededor de 55 minutos en 2018.

Tabla 24. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2018.

División de Distribución	2016	2017	2018	VARIACIÓN 17-18 [1]	
Baja California	23.43	20.82	20.58	0.24	▲
Noroeste	39.40	36.59	34.46	2.13	▲
Norte	22.44	20.74	19.22	1.52	▲
Golfo Norte	30.88	25.01	22.07	2.94	▲
Golfo Centro	41.77	38.64	40.50	-1.86	▼
Bajío	24.63	23.69	22.48	1.21	▲
Jalisco	26.84	24.41	23.73	0.68	▲
Centro Occidente	21.58	19.14	18.94	0.2	▲
Centro Sur	27.31	26.73	25.77	0.96	▲
Centro Oriente	18.69	17.63	17.60	0.03	▲
Oriente	26.64	22.35	26.62	-4.27	▼
Sureste	51.35	72.15	55.03	17.12	▲
Peninsular	19.12	18.38	19.24	-0.86	▼
Valle de México Norte	30.54	27.67	26.11	1.56	▲
Valle de México Centro	28.19	22.53	20.82	1.71	▲
Valle de México Sur	45.19	38.09	31.83	6.26	▲

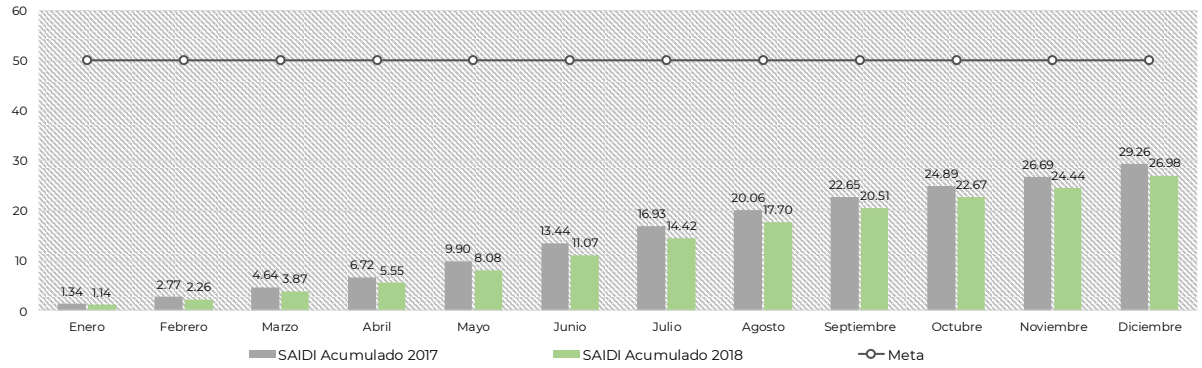
[1] Para éste indicador una disminución del valor representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En el año 2018, para las Divisiones Golfo Centro, Oriente y Peninsular se muestra un incremento respecto al índice presentado en el año 2017, sin embargo, para el resto de las Divisiones de Distribución, se observa una mejora en el valor del índice.

En la Figura 35 se presenta el valor de SAIDI acumulado mensual correspondiente a causas atribuibles a la operación y mantenimiento, para el año 2017 y 2018. Se observa que, a diciembre de 2018, el acumulado del SAIDI se encontró por debajo de la meta de 50 minutos establecida en las Disposiciones de la RNT y de las RGD, por lo que para ese año al igual que el 2017 se considera en cumplimiento del índice, además se observa una mejora en el índice respecto al año 2017.

Figura 35. Acumulado mensual del SAIDI en las RGD en 2017 y 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

5.2. 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 de las RGD. En la Tabla 25 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 2016-2018.

Tabla 25. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2016-2018. [eventos en promedio]

División de Distribución	2016	2017	2018	VARIACIÓN 17-18 [1]	
Baja California	0.62	0.57	0.54	0.03	▲
Noroeste	1.09	0.91	0.87	0.04	▲
Norte	0.73	0.58	0.48	0.1	▲
Golfo Norte	0.62	0.47	0.42	0.05	▲
Golfo Centro	0.63	0.39	0.35	0.04	▲
Bajío	0.41	0.39	0.35	0.04	▲
Jalisco	0.52	0.48	0.46	0.02	▲
Centro Occidente	0.47	0.4	0.38	0.02	▲
Centro Sur	1.07	0.7	0.53	0.17	▲
Centro Oriente	0.38	0.34	0.30	0.04	▲
Oriente	0.54	0.38	0.31	0.07	▲
Sureste	1.07	0.9	0.61	0.29	▲
Peninsular	0.60	0.53	0.51	0.02	▲
Valle de México Norte	0.85	0.72	0.72	0	▲
Valle de México Centro	0.90	0.71	0.66	0.05	▲
Valle de México Sur	0.99	0.86	0.74	0.12	▲

[1] Para éste indicador una disminución del valor representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

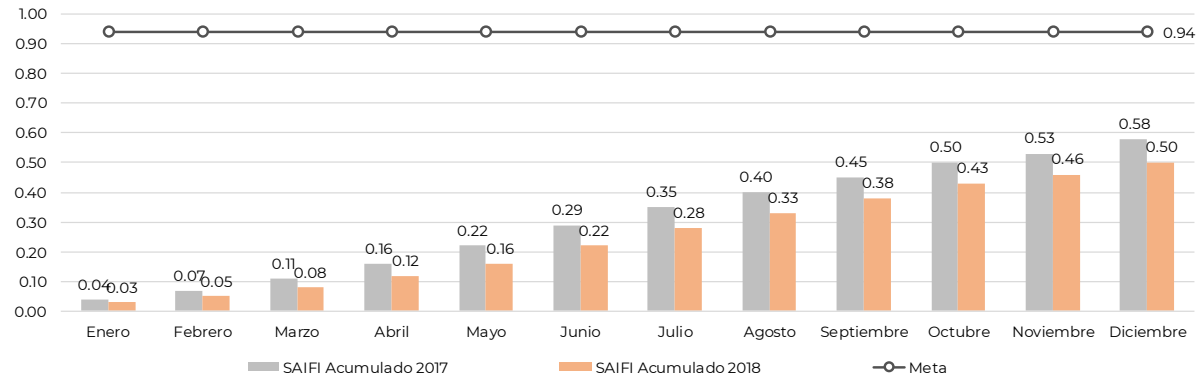
Para este caso el SAIFI no debe ser mayor a 0.94 interrupciones promedio anual por usuario final a nivel nacional, por otra parte, si se consideran las causas atribuibles a casos fortuito o de fuerza mayor, no deberá exceder de 1.52 interrupciones promedio anual por usuario final incluyendo todas las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

Los datos muestran que las Divisiones Noroeste, Valle de México Norte, Valle de México Sur, Valle de México Centro y Sureste, fueron las que presentaron el mayor tiempo de

SAIFI en el 2018. Sin embargo, se observan disminuciones en el índice de forma gradual para todas las Divisiones de Distribución en los años de análisis.

En la Figura 36 se muestra el acumulado mensual del SAIFI reportado por la CFE Distribución, correspondiente al año 2017 y 2018. En el año 2018 se observa una mejora del índice con respecto al año anterior, disminuyendo el índice acumulado 14%, muy por debajo de la meta establecida por la Comisión.

Figura 36. Acumulado mensual del SAIFI en las RGD en 2017 y 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

5.3. 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 mínimo de referencia de 70.93 minutos en promedio al año, de conformidad con las Disposiciones de la RNT y de las RGD.

En la Tabla 26 se reportan los valores de CAIDI promedio por División de Distribución para los años 2016, 2017 y 2018 y la variación del índice del último año con respecto del anterior. La División con el mayor CAIDI, de conformidad con la información, fue la Golfo Centro con un CAIDI de 67 minutos para el año 2016, de 100 para el 2017 y de 116 para el CAIDI de 2018. Se observa un incremento en el valor del CAIDI en las RGD para el año 2018, respecto con los dos años anteriores.

Tabla 26. CAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2018.

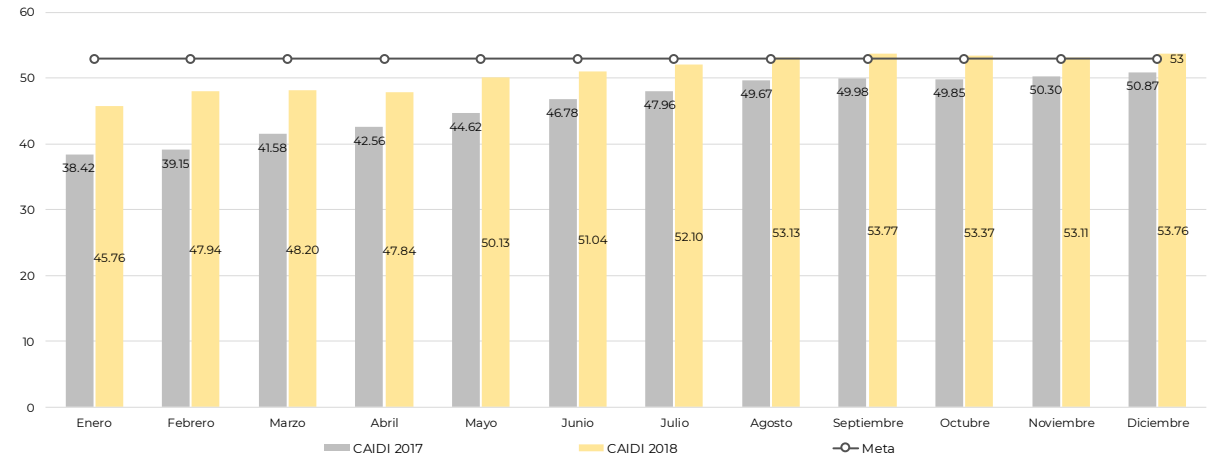
División de Distribución	2016	2017	2018	VARIACIÓN 17-18 [1]	
Baja California	37.63	36.71	38.24	-1.53	▼
Noroeste	36.16	40.2	39.73	0.47	▲
Norte	30.61	35.69	39.73	-4.04	▼
Golfo Norte	49.54	53.74	52.64	1.1	▲
Golfo Centro	66.72	100.04	116.3	-16.26	▼
Bajío	60.40	60.7	64.42	-3.72	▼
Jalisco	51.42	50.74	51.16	-0.42	▼
Centro Occidente	46.38	48.07	49.39	-1.32	▼
Centro Sur	25.54	38.08	48.33	-10.25	▼
Centro Oriente	49.81	52.43	59.36	-6.93	▼
Oriente	48.97	59.06	84.97	-25.91	▼
Sureste	47.94	80.54	90.06	-9.52	▼
Peninsular	31.94	35.03	38.1	-3.07	▼
Valle de México Norte	36.04	38.19	36.54	1.65	▲
Valle de México Centro	31.27	31.56	31.77	-0.21	▼
Valle de México Sur	45.78	44.38	42.78	1.6	▲

[1] Para éste indicador una disminución del valor representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En la Figura 37 se presenta el acumulado mensual del CAIDI correspondiente a los años 2017 y 2018. Se muestra que, el acumulado mensual del año 2018, se encontró fuera del límite establecido en las Disposiciones de la RNT y de las RGD para el período de agosto-diciembre. Es necesario analizar cuáles fueron dichas fallas, y particularmente atenderlas para mantenerse dentro del rango permisible del CAIDI.

Figura 37. Acumulado mensual del CAIDI en las RGD en 2017 y 2018.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

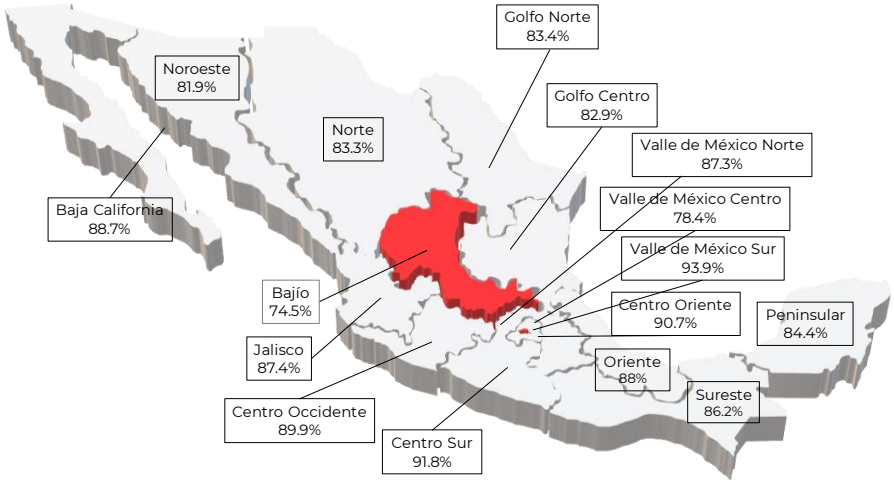
5.4.Compensación de potencia reactiva

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.

Para el período 2016-2018, CFE Distribución registró los porcentajes de cumplimiento, por Divisiones de Distribución, que se muestran en la Figura 38. De la información presentada, se identifica que para el año 2018, las Divisiones de Distribución Bajío y Valle de México Centro no cumplen con el criterio establecido. Por otro lado, se observa incremento en el porcentaje de circuitos en cumplimiento de las Divisiones, en particular la División Norte, que se encontraba en incumplimiento en el año 2017 y en 2018 se encuentra dentro de los valores permisibles.

Figura 38. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2018 [% de circuitos].

División de Distribución	2016	2017	2018
Baja California	89	88.6	88.7
Noroeste	83	86.1	81.9
Norte	64	74.1	83.3
Golfo Norte	82	82.9	83.4
Golfo Centro	75	82.5	82.9
Bajío	63	76.9	74.5
Jalisco	88	88.3	87.4
Centro Occidente	72	85.6	89.9
Centro Sur	85	89.1	91.8
Centro Oriente	85	89.2	90.7
Oriente	74	82.8	88.0
Sureste	88	87.7	86.2
Peninsular	79	83.1	84.4
Valle de México Norte	86	87.4	87.3
Valle de México Centro	86	79.2	78.4
Valle de México Sur	91	92.9	93.9



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

6. Conclusiones

El análisis y las discusiones que presenta el reporte, referentes al desempeño del SEN en sus diversos componentes (UCE, RNT y RGD) y etapas (Generación, transmisión, distribución y utilización de la energía), permiten identificar los principales retos técnicos que afronta el sector eléctrico del país, los cuales son consecuencia de infraestructura, seguridad de abastecimiento de combustibles, altos índices de indisponibilidad de UCE, control de frecuencia y tensión ante la entrada de más UCE renovables variables, entre otros.

Durante el 2018 se observa que, en general, el SEN ha operado dentro de los parámetros de Confiabilidad, Calidad y Continuidad previstos en el Código de Red y las metas que se ha fijado el CENACE. Asimismo, se observa el cumplimiento por parte del CENACE, CFE Transmisión y CFE Distribución del Código de Red emitido por la CRE. A continuación, se plasman las principales conclusiones del análisis que fue realizado.

Seguridad de suministro

La necesidad de satisfacer la demanda de energía en regiones cuyo consumo rebasa su generación, así como el inminente aumento del mismo, tienen como consecuencia que la infraestructura instalada se vea comúnmente congestionada a la hora de transmitir y distribuir la energía. Adicional a esto, hay un incremento en la ocurrencia de disturbios y eventos que ocasionan salidas forzadas de Unidades de Centrales Eléctricas. Dichos fenómenos han provocado que se presente corte de carga y energía no suministrada en diversas regiones del país.

Específicamente, los corredores que presentaron mayor saturación en el SEN fueron Mazatlán Culiacán y Nacozari-Nuevo Casas Grandes. Por otro lado, se observó un incremento en el total de disturbios que han tenido lugar en el SEN, principalmente de disturbios de mínima relevancia, aunque cabe señalar, que los disturbios de alta relevancia disminuyeron en 2018.

Congestión de transmisión

La congestión en la infraestructura de transmisión fue identificada por el CENACE como una de las causas de que el SEN operara en estados de alerta o de emergencia. Asimismo, debido a la congestión de diversos enlaces en el SIN, se presentaron eventos de corte de carga y de energía no suministrada, principalmente en las zonas de Escárcega y Chihuahua.

De lo anterior, la Comisión considera necesario hacer una evaluación detallada de los próximos Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD que pertenecen al MEM, con la finalidad de asegurar que las obras propuestas atiendan de manera eficaz los problemas de congestión identificados. De igual importancia será la ejecución en tiempo de dichos programas.

Disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica.

De conformidad con la información publicada por el CENACE, durante el 2018, la energía generada en el SEN fue aproximadamente el 52% de la correspondiente a la capacidad instalada declarada y verificable. Las tecnologías con mayor aportación de generación de energía al SEN fueron Ciclo Combinado, Térmica Convencional e Hidroeléctrica. Aun cuando la generación de energía proviene mayoritariamente de tecnologías convencionales, la participación de las energías limpias creció en un 8.3% en promedio anual.

Las salidas forzadas en 2018 tuvieron como resultado no contar con capacidad de generación, que representa alrededor del 6.4% de la capacidad instalada. El CENACE reportó que, alrededor del 68% de la generación no disponible, estuvo asociada a fallas de las Unidades de Central Eléctrica (UCE).

De acuerdo con el Reporte del Monitor Independiente del Mercado, las indisponibilidades de las UCE del SEN en 2018 registraron un decremento de 1.2% respecto con 2017. De acuerdo con las ofertas de UCE Térmicas, las tecnologías térmicas (TE) y turbogás (TG) fueron las que registraron mayores tasas de indisponibilidad, particularmente durante las Horas Críticas con 40.6% y 37.3%, respectivamente. En algunos casos, los mantenimientos de las UCE que se tenían programados en épocas de baja demanda, fueron realizados en periodos de alta demanda.

Por lo anterior, resulta importante confirmar con mayor detalle la naturaleza y la causa de las fallas de la UCE para determinar las medidas que permitan asegurar la disponibilidad de las centrales y el suministro de energía al SEN, en particular durante las Horas Críticas.

Margen de reserva operativo

El MRO a nivel SIN se mantuvo dentro del requerimiento del Código de Red en el año evaluado, sin embargo, esto no necesariamente implica que en las GCR no se hayan presentado retos para el suministro continuo de energía eléctrica a los usuarios finales. Partiendo de que el MRO mínimo por fines de Confiabilidad es del 6%, generalmente se operó dentro de márgenes adecuados de seguridad, sin embargo, durante 6 semanas en los meses de mayo y junio, se operó con MRO de entre 3.3% y 5.7%, es decir, por debajo del valor mínimo.

En el análisis histórico para el periodo 2016-2018 se puede apreciar que los meses de abril, mayo y junio presentan la mayor variación entre el máximo y mínimo históricos del índice MRO, no obstante, el SIN ha operado los últimos tres años registrados dentro del límite establecido de 95% del tiempo en EON. En el SEN, sólo los sistemas de Baja California Sur y Mulegé presentaron desviaciones fuera de la banda de frecuencia establecida.

Disturbios

En cuanto a la cantidad de disturbios en el SEN, estos presentan una tasa media de crecimiento anual de 40.1% para el periodo 2016-2018, que nos indica que el SEN ha venido incrementando su riesgo de falla y que puede derivar en un incremento de estados de alerta y de emergencia. El 90% de los disturbios en el SEN estuvieron asociados a degradación de unidades generadoras, falta de reserva operativa y fallas en las RNT.

Calidad de la energía

De manera general, se identificó que las variables eléctricas de tensión y frecuencia del SEN se encuentran la mayor parte del tiempo operando dentro de la banda de Calidad establecida en el Código de Red. Sin menoscabo de lo anterior, se observaron condiciones de desviación en la tensión en las GCR Oriental y Norte, que pudieran requerir un análisis sobre los actuales recursos de compensación reactiva en dichas regiones. Por otro lado, la calidad de la frecuencia se mantuvo dentro de la banda definida en el Código de Red prácticamente todo el tiempo en el SEN, sin embargo, en las GCR Baja California Sur y Mulegé, sí se presentaron eventos de desviación de la frecuencia, que afectaron el suministro de energía eléctrica. En este sentido, se considera conveniente mantener el monitoreo continuo y analizar las condiciones que provocaron las desviaciones en la frecuencia, así como posibles propuestas de solución para atender la problemática asociada a dichas GCR.

Tensión

La tensión en los nodos del SEN durante los años evaluados se mantuvo gran mayoría de tiempo, dentro de los límites establecidos en el Código de Red. La Gerencia de Control Regional Oriental fue la que presentó mayor número de eventos de desviación de tensión, asimismo, ahí se presentó en el mes de mayo, el evento que mantuvo la operación de la tensión, fuera de los límites operativos permisibles, ocasionado por falla en una Línea de Transmisión, ocasionando que el SEN se declarara en EOE.

Referente a este parámetro, resulta interesante que las GCR Oriental y Norte, así como Sistema Baja California, fueron los únicos en donde se reportaron eventos de desviación que ocasionaron la salida de EON del SEN. Lo anterior representa un posible indicador de requerimientos de equipo de compensación en esa gerencia.

Frecuencia

Este parámetro se mantuvo dentro de la banda de calidad prevista en el Código de Red en una gran mayoría del tiempo. Cabe destacar que para este año en el SIN no se presentaron eventos de desviación de frecuencia.

En los sistemas de Baja California Sur y Mulegé, se registraron 28 y 36 eventos de desviación de frecuencia, respectivamente. El evento con mayor duración en el SBCS (27 minutos y 27 segundos), ocurrió el 07 de agosto, mientras que el más importante en el sistema Mulegé fue de 1 hora y 18 minutos ocurrido el 13 de marzo. Al ser sistemas aislados y relativamente pequeños, la afectación de carga fue menor.

Factor de potencia

El índice de desempeño asociado al requerimiento de compensación de potencia reactiva en las RGD, mejora en 2018, con respecto a 2017, en la mayoría de las Divisiones de Distribución, especialmente en Oriente. Por otro lado, algunas presentan cierto deterioro en el índice de desempeño.

Continuidad en el servicio

Los índices de desempeño asociados a las interrupciones presentan mejoras para este año con respecto del anterior en la mayoría de las regiones. El índice de disponibilidad mejoró con excepción de Oriental y Occidental, en las cuales presentó deterioro. Respecto a SAIDI y SAIFI, en general hay una clara mejora con respecto del 2017 lo cual es posible interpretarlo como una disminución en el tiempo en el que usuarios finales permanecieron sin servicio de suministro de energía y en el promedio de interrupciones de dicho servicio, que a su vez se resume en una mejora en la continuidad. Adicional a esto, el acumulado nacional anual de estos índices, concluyeron considerablemente por debajo del límite establecido, cumpliendo así con la meta. Mismo caso de mejora es para cuestiones de Energía No Suministrada.

Con respecto a las RGD, se observó el cumplimiento de las metas de los índices de desempeño, en particular para los índices SAIDI y SAIFI, se reportaron mejoras en la mayoría de las Divisiones de Distribución. Cabe destacar que, para el CAIDI, se experimentan deterioros para la mayoría de las Divisiones. Resulta necesario un análisis detallado de las fallas y sus causas para mantenerse dentro del rango permisible del CAIDI.

En el caso de la compensación de potencia, con la información presentada, se identifica que para el año 2018, las Divisiones de Distribución Bajío y Valle de México Centro no cumplen con el criterio establecido. En contraste se observó un incremento en el porcentaje de circuitos en cumplimiento de las Divisiones, en particular la División Norte, que se encontraba en incumplimiento en el año 2017 y en 2018 se encuentra dentro de los valores permisibles. Resulta de particular importancia mencionar que este requerimiento puede ser solicitado a usuarios en media tensión con cargas contratadas por arriba de 1 MW y de acuerdo con lo establecido en el Código de Red, para 2026, los usuarios en alta tensión deberán cumplir con un Factor de Potencia de 0.97.

Finalmente, después de llevar a cabo este análisis, son evidentes los retos y áreas de oportunidad que el SEN deberá atender con la finalidad de garantizar la confiabilidad del mismo. Uno de los retos más importantes es el manejo de la información y su clasificación para poder agregar un mayor detalle sobre las causas y orígenes de los disturbios en el SEN, lo que permitirá crear mecanismos regulatorios para mejorar los índices de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Anexos

Tabla 27. Anexo 1. Resumen de índices de desempeño en el SEN.

	Margen de Reserva Operativa [%]					**Índice de Calidad de Frecuencia** [segundos]			**Índice de Calidad de Voltaje** [horas por mes] $x10^{-3}$											**Disturbios** [No. Eventos]	**Estados Operativos** [No. Estados]			**Índice de disponibilidad (161, 230 y 400 kV)** [%]									
Aplicación	CENACE					CENACE			CENACE											CENACE	CENACE			Transmisión								
Nivel	Sistema					Sistema			SEN y Regional											Relevancia (alta, media y baja)	SEN			Regional								
Sistema	SEN	NIS	SBC	SBCS	Mulegé	NIS	Mulegé	SBCS	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	BCA	BCS	Mulegé		SEN	Alerta	Emergencia	Restaurativo	Baja California	Noroeste	Norte	Noreste	Central	Oriental	Peninsular	Occidental	Sureste
Límite operativo	95.0 (mínimo)					150 (máximo)			2.4 (máximo)											No aplica	No aplica			99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	98.5	98.5
2016	99.16	99.96	99.90	98.56	98.27	99.99	100.0	100.0	1.41	0.15	0.86	0.01	0.09	0.19	0.11	0.00	0.08	0.00	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	2.18	0.16	0.37	**2.66**	0.40	0.01	0.00	0.00	0.06	0.09	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	**3.17**	0.61	0.47	1.79	0.20	0.03	0.00	0.00	0.08	0.00	16,581	1,404	77	0	99.13	99.77	99.83	99.41	99.73	99.77	99.73	99.62	99.68

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

Tabla 28. Anexo 2. Índices de desempeño de las RNT y las RGD.

Indicador	Aplicación	Nivel		Límite operativo	2016	2017	2018
Índice de disponibilidad	Transmisión	Baja California		99.00	99.03	**98.33**	99.13
		Noroeste		99.00	99.42	99.13	99.69
		Norte		99.00	99.44	99.67	99.81
		Noreste		99.00	99.12	**98.80**	99.47
		Occidente		98.50	99.40	99.67	99.73
		Central		99.00	99.65	99.56	99.79
		Oriente		99.00	99.53	99.63	99.72
		Sureste		98.50	98.72	99.56	99.54
		Peninsular		99.00	99.52	99.58	99.61
Compensación de Potencia Reactiva	Distribución	Baja California		0.80	89.00	88.58	88.68
		Noroeste			83.00	86.09	81.89
		Norte			**64.00**	**74.06**	83.26
		Golfo Norte			82.00	82.87	83.39
		Golfo Centro			**75.00**	82.54	82.86
		Bajío			**63.00**	**76.89**	**74.50**
		Jalisco			88.00	88.29	87.41
		Centro Occidente			**72.00**	85.61	89.92
		Centro Sur			85.00	89.13	91.75
		Centro Oriente			85.00	89.18	90.70
		Oriente			**74.00**	82.83	87.96
		Sureste			88.00	87.73	86.21
		Peninsular			**79.00**	83.09	84.37
		Valle de México Norte			86.00	87.44	87.28
		Valle de México Centro			86.00	**79.24**	**78.35**
		Valle de México Sur			91.00	92.93	93.85
SAIFI	Transmisión	Nacional	S	0.20	0.06	0.23	0.08
	Distribución	Nacional	S	0.94	0.71	0.58	0.50
			T	1.52	1.09	1.50	1.34
SAIDI	Transmisión	Nacional	S	3.00	0.85	**4.60**	2.11
	Distribución	Nacional	S	50.00	30.21	29.26	26.98
			T	108.00	73.64	**181.68**	**137.25**
CAIDI	Distribución	Nacional	S	53.00	42.77	50.87	**53.76**
			T	70.93	67.84	**121.16**	**102.61**
ENS	Transmisión	Nacional	S	NA	601.03	3,932.61	1,491.94
			T	NA	1,038.96	44,584.91	9,508.74

S - Índice que considera causas operativas

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

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