



INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia *de* Fiscalización y Normas

2021-2022





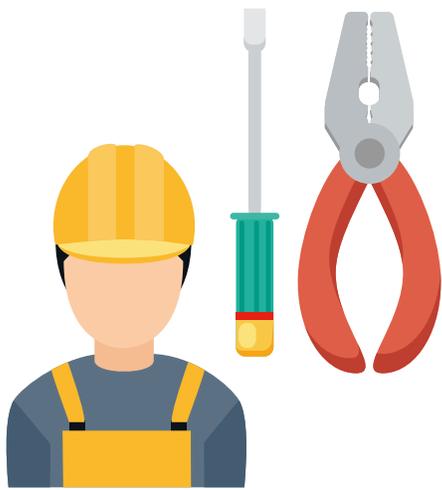
INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia *de*
Fiscalización
y Normas



Idea, Diseño y Diagramación
UNICOMS

Derechos Reservados®
Comisión Nacional de Energía Eléctrica



Introducción

La regulación eléctrica lleva implícitas diversas aristas técnicas entre las que cabe destacar la producción de información oportuna, confiable y detallada de todos los aspectos regulados.

En este sentido, el control de calidad del servicio de energía eléctrica, como parte de la actividad regulatoria establecida en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, tiene entre sus actividades prioritarias, la elaboración de análisis, reportes y dictámenes técnicos relacionados con los indicadores de calidad, los cuales tienen como fuente primaria, toda la información estadística que las normas requieren ser puestas a disposición del ente regulador.

Así, en el presente informe, se han condensado los datos y resultados estadísticos que derivan de los procesos de control de calidad del servicio eléctrico en sus 3 grandes parámetros: Calidad del Servicio Técnico (interrupciones), Calidad del Producto Técnico (calidad de la energía) y Calidad Comercial (relacionamiento comercial y atención al usuario).

Por otra parte, también dentro del quehacer regulatorio, el control de calidad requiere la realización de actividades de verificación en campo de otros aspectos que exceden el control por indicadores. Estas actividades están referidas a verificación del estado de las instalaciones eléctricas, así como a la verificación muestral de aspectos como la lectura y facturación al usuario y la atención presencial en las oficinas comerciales de las empresas prestadoras del servicio. Así en el presente informe se incluyen datos estadísticos del resultado de estas labores de control y fiscalización de la calidad en campo.

Finalmente, es importante mencionar que el control de la calidad también conlleva la atención de denuncias y reclamos de los usuarios, por lo que en el presente informe se incluyen también datos estadísticos de los resultados de estas gestiones.

En su conjunto todas las actividades de control y fiscalización de la calidad del servicio tienen como fin general, encontrar aquellos aspectos mejorables y tomar las acciones, que en el ámbito de competencia y con las herramientas del regulador, estimulen y orienten el accionar de los agentes para invertir en la mejora de la calidad del servicio.

Con todo lo anterior como telón de fondo, se presenta a continuación al estimado lector, el informe estadístico del control y fiscalización de la calidad correspondiente al año 2021.

Elaboró la Gerencia de Fiscalización y Normas

Licenciado Néstor Herrera Gerente de Fiscalización y Normas

Departamento	Nombre	Cargo
Depto. de Fiscalización de Calidad en Campo	Mauricio Saquilmer	Jefe de Depto.
	Manuel Tobar	Analista Técnico
	Melzar de León	Analista Técnico
	Douglas Bran	Analista Técnico
	Pedro Alvarado	Analista Profesional
	Jorge Abaj	Analista técnico
	Estuardo Mejicanos	Analista Técnico
Depto. de Indicadores y Estadísticas de Calidad	Edson Mazariegos	Analista
	Carlos Morales	Analista
	Hugo Cabrera	Analista
	Sergio Cap	Analista
	Dany Velasquez	Analista
Depto. de Control y Seguridad de Presas	Luis Ibáñez	Jefe de Depto.
	Edgar Bran	Analista Profesional
Depto. de Denuncias y Atención al Usuario	Lesly García	Jefe de Depto.
	Randy Batres	Analista I
	Alejandro Cojtin	Analista II
	Erick Gallina	Analista
	Americo Ochoa	Analista
	Andrea Pinto	Analista
	Winstong Vásquez	Analista I
	Ana Lucia Morales	Analista II

Contenido

1. Condiciones generales de la Calidad del servicio de Transporte y Distribución	8
1.1. Procedimiento general de evaluación de calidad.....	8
1.1.1. Calidad del Servicio de Transporte.....	8
1.1.2. Calidad del servicio de Distribución	9
1.1.2.1. Servicio Técnico.....	9
1.1.2.2. Producto Técnico	10
1.1.3. Transporte.....	10
1.1.3.1. Regulación de Tensión	10
1.1.3.2. Desbalance de Corriente	10
1.1.3.3. Factor de Potencia	11
1.1.3.4. Servicio Técnico	11
1.1.5. Distribución.....	12
1.1.5.1. Regulación de Tensión	12
1.1.5.2. Desbalance de Tensión.....	13
1.1.5.3. Servicio Técnico	13
2. Calidad del Servicio de Transporte.....	14
2.1. Producto Técnico	14
2.1.1. Regulación de tensión.....	14
2.1.2. Desbalance de corriente	16
2.1.3. Factor de potencia.....	18
2.2. Servicio Técnico	20
2.2.1. Indisponibilidades Forzadas	25
2.2.2. Indisponibilidades Programadas	28
2.2.3. Histórico de Indisponibilidades	31
3. Calidad de Servicio de Distribución	34
3.1. Producto Técnico	35
3.1.1. Regulación de Tensión.....	35
3.1.2. Indicadores individuales.....	35
3.1.3. Mejora de Calidad de Producto Técnico.....	36
3.1.4. Indicadores Globales.....	38
3.1.5. Desbalance de Tensión	38
3.2. Servicio Técnico:	39
3.2.1. Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU):	40
3.2.2. Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU):	43
3.2.3. Indicadores Globales atribuibles al Distribuidor:	45
3.2.4. Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK):.....	45

3.2.5. Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)	47
3.2.6. Fallas de larga duración.....	48
3.2.7. Causas de interrupciones que invocan Fuerza Mayor:.....	50
3.3. Calidad del Servicio Comercial.....	52
3.3.1. Porcentaje de Reclamos -R%-	53
3.3.2. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos -TPPR-	55
3.3.3. Notificación de las Interrupciones Programadas.....	57
3.3.4. Solicitudes de Servicios Nuevos sin y con Modificación de Red	58
3.3.4.1. Solicitud de Servicios Nuevos Sin Modificación de Red	58
3.3.4.2. Solicitud de Servicios Nuevos Con Modificación de Red	60
3.3.5. Reconexiones	62
3.3.6. Facturación Errónea	65
4. Cumplimiento de Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones	68
4.1. Fiscalización de las Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Dis- tribución –NTDOID–.....	68
4.1.1. Fiscalización del Sistema de Distribución por Medio de Información Regulatoria	68
4.1.2. Monitoreo de Mantenimientos de Distribución	69
4.1.3. Planes de Mantenimiento Anual de Distribución.....	69
4.1.4. Fiscalización Muestral del Estado de las Redes de Distribución	70
4.2. Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte ..	72
4.2.1. Monitoreo de Mantenimientos de Transmisión.....	73
4.2.2. Mantenimiento Líneas de Transporte	73
4.2.3. Mantenimientos Subestaciones de Transporte y Protecciones.....	75
4.3. Proceso de verificación de las rutas de lectura	77
5. Atención al Usuario	79
5.1. Reclamos	79
5.2. Denuncias.....	81
6. Control y Seguridad de Presas	84
6.1. Clasificación de presas.....	84
6.2. Entrada En Operación	85
6.3. Libro de Inspecciones de Rutina	87
6.4. Informe Trimestral de Inspección Rutinaria.....	88
6.5. Libro de Inspección Intermedia	91
6.6. Informe de Inspección Intermedia.....	92
6.7. Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia -MOMV-	94
6.8. Plan de Preparación ante Emergencias -PPE-.....	96
6.9. Última fiscalización	97

Sección A



Indicadores de Calidad del Servicio



1. Condiciones generales de la Calidad del servicio de Transporte y Distribución

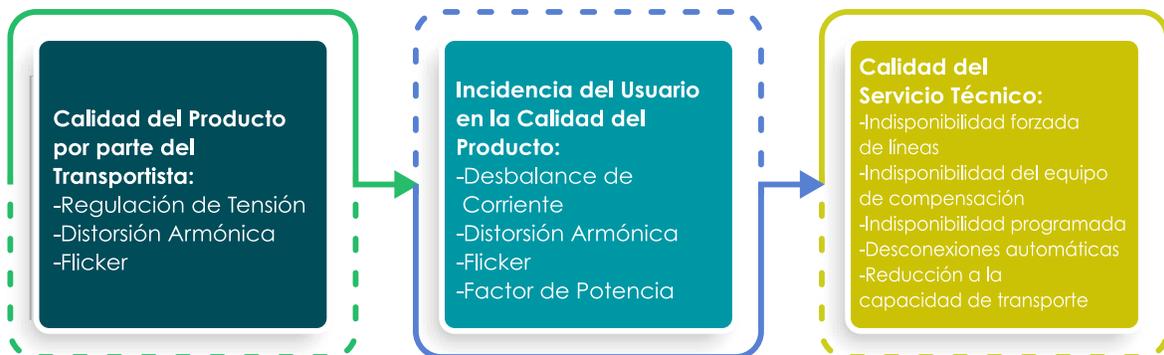
La calidad del servicio eléctrico se puede definir como el conjunto de características que se debe cumplir en la interacción entre los transportistas, distribuidores y los usuarios del servicio. Los aspectos que componen la calidad técnica del servicio eléctrico, comprende todos los aspectos técnicos del suministro de electricidad en relación al producto y al servicio, tanto del sistema de transporte como de distribución.

La calidad del producto comprende los aspectos técnicos relacionados con la forma de la onda de la tensión, regulación de tensión, desbalance de tensión, armónicos, flicker, entre otros. Mientras que la calidad del servicio técnico o suministro está referida a la existencia o no de la onda de tensión, es decir la presencia o no de suministro eléctrico por medio del registro de número y duración de interrupciones, y se evalúan parámetro como el tiempo de interrupción y la frecuencia de interrupción. El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece los parámetros que se deben evaluar en la Calidad de Servicio de Transporte y Distribución y las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–, así como las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS– establecen la forma y metodología de realizar las evaluaciones.

1.1. Procedimiento general de evaluación de calidad

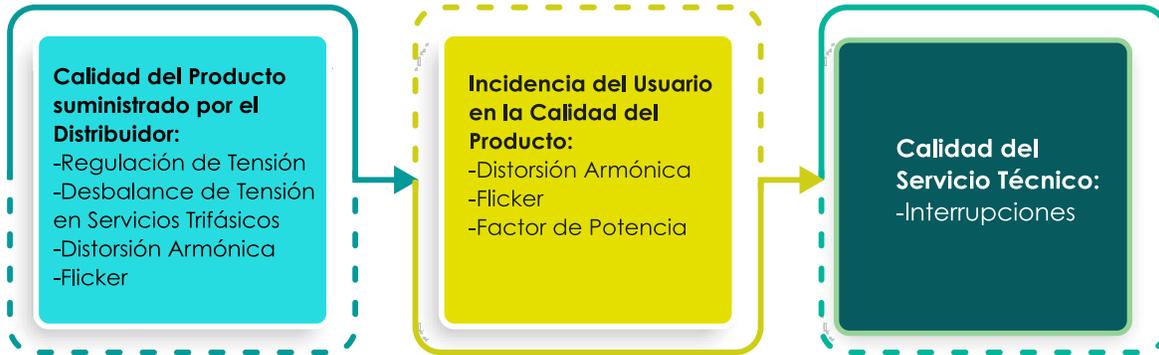
1.1.1. Calidad del Servicio de Transporte

En concordancia con las –NTCSTS–, que en el artículo 2 establece que la calidad del servicio de transporte se evalúa de acuerdo a los siguientes parámetros:



1.1.2. Calidad del servicio de Distribución

En concordancia con las –NTSD–, que en el artículo 2 establece que la calidad del servicio de distribución se evalúa de acuerdo a los siguientes parámetros:



1.1.2.1. Servicio Técnico

La calidad de transporte se mide en función de la disponibilidad de los equipos que conforman un sistema de transporte; la normativa establece límites para la cantidad y duración de indisponibilidades, el control de la Calidad de Servicio Técnico de transporte es efectuado en períodos anuales continuos en lo referente al Número de Salidas o Indisponibilidad Forzada y Duración total de la Indisponibilidad Forzada para el caso de indisponibilidades programadas y los demás indicadores el período de control será mensual.

Dentro de la evaluación de Calidad del Servicio Técnico se realiza la calificación de los casos que los transportistas invoquen como causas de fuerza mayor para proceder posteriormente a realizar el cálculo de los indicadores de la Calidad de Servicio Técnico para indisponibilidades forzadas.

La Calidad del Servicio Técnico de transporte se determina con base en el número de indisponibilidades y la duración de las mismas; los Transportistas deben reportar las indisponibilidades suscitadas en su sistema de transporte de forma mensual de acuerdo a lo establecido en las –NTCSTS–, con la finalidad de establecer si la calidad del Servicio Técnico se encuentran dentro de las tolerancias establecidas para los índices de Calidad; las tolerancias a las indisponibilidades para cada una de las líneas de transporte depende de la categoría y nivel de tensión.

La calidad del servicio técnico en distribución se mide en función de las interrupciones del servicio de energía eléctrica brindado por los distribuidores; las –NTSD– establecen que se debe evaluar las interrupciones tanto en cantidad como en

tiempo de interrupción durante el semestre que es el período de control establecido por la normativa. Es evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK) y por los índices o indicadores individuales: Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).

1.1.2.2. Producto Técnico

El servicio de transporte se debe prestar a los participantes conectados a su sistema con características de calidad que se encuentran establecidas en las Normas Técnicas de la Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–; además, estos participantes conectados al Sistema de Transporte deben cumplir con sus obligaciones en cuanto a la incidencia que se pueda tener en la Calidad del Servicio de Transporte. La Calidad del producto, por parte del Transportista, es evaluada por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Producto de manera que permite identificar si se exceden las tolerancias establecidas en dichas Normas y el control se realiza en períodos mensuales denominados Períodos de Control.

Por su parte, en el sistema de distribución se evalúa la calidad del producto establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD– mediante el Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, realizado por el propio Distribuidor y supervisado por la Comisión para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para regulación de tensión y desbalance de tensión en servicios trifásicos.

Índice, tolerancia, penalizaciones

1.1.3. Transporte

1.1.3.1. Regulación de Tensión

El parámetro de regulación de tensión indica la desviación porcentual del valor de tensión medido en un instante k respecto al valor nominal; el índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del transportista con los participantes se determina como el valor absoluto de la diferencia entre la media de los valores eficaces de tensión y el valor de la tensión nominal medidos en el mismo punto expresado como un porcentaje de la tensión nominal.

1.1.3.2. Desbalance de Corriente

El desbalance de corriente se evalúa en la incidencia en la calidad del producto entre transportistas y participantes; el índice para evaluarlo se determina sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase, medidos en el

punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k) y se establece una tolerancia de diez por ciento (10%); asimismo, la indemnización se calcula con base en la valorización de la totalidad de la energía consumida.

1.1.3.3. Factor de Potencia

La normativa establece que los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo a toda hora de 0.90 o superior.

1.1.3.4. Servicio Técnico

Se considerará como indisponibilidad toda circunstancia o falla que impida o restrinja la circulación del flujo eléctrico a los Participantes del Sistema de Transporte incluyendo la indisponibilidad forzada de líneas, la indisponibilidad del equipo de compensación, la indisponibilidad programada, las desconexiones automáticas y la reducción a la capacidad de transporte.

Ilustración 1A

Categoría	Tensión kV	Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea, NTIF, por año
A,B y C	230	2
	138	3
	69	3

Ilustración 2A

Categoría	Tensión kV	Tolerancia a la duración total de las indisponibilidades forzadas para cada línea, DTIF, minutos, por año
A,B y C	230	180
	138	300
	69	300

Las tolerancias a la Indisponibilidad Forzada y de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada para cada una de las líneas de transmisión, dependerá de su categoría y de su nivel de tensión como se muestra en las siguientes tablas:

La normativa establece la metodología para las sanciones aplicables en los casos donde se superan las tolerancias por indisponibilidad forzada así como los casos donde se presenten desconexión automática, reducciones de la capacidad de transporte, indisponibilidades del equipo de compensación, y falta de información de la indisponibilidad.

1.1.5. Distribución

1.1.5.1. Regulación de Tensión

A continuación se muestran las tolerancias de los índices individuales aplicables para la calidad del producto en cuanto a regulación de tensión de distribución:

Ilustración 3A

Tensión	Tolerancia Admisible Respecto del Valor Nominal, en %					
	Etapa					
	Transición		Régimen A partir del mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural
Baja	12	15	10	12	8	10
Media	10	13	8	10	6	7
Alta	Transición		Régimen A partir del mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	7		6		5	

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del Período de Medición, las mediciones muestran que la Regulación de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

En cuanto a la tolerancia global se establece como cinco por ciento el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global FEBNoPER (Bandas no Permitidas) durante el período de control. La normativa establece indemnizaciones individuales y globales cuando se transgreden los indicadores antes mencionados.

Ilustración 4A

Tensión	Desbalance de tensión, Δ DTD, en %
	Etapa de régimen A partir del mes 13
Baja y Media	3
Alta	1

1.1.5.2. Desbalance de Tensión

A continuación, se muestran las tolerancias de los índices individuales aplicables para la calidad del producto en cuanto a desbalance de tensión:

El índice para evaluar el desbalance de Tensión en servicios trifásicos se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k). La normativa establece indemnizaciones cuando se transgreden dichos indicadores.

1.1.5.3. Servicio Técnico

A continuación, se muestran las tolerancias de los índices individuales y globales aplicables para la calidad del servicio en cuanto a tiempo y frecuencia de interrupciones:

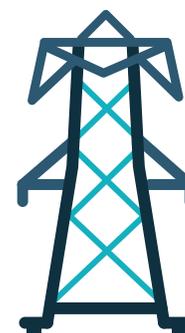
Ilustración 5A

Etapa de transición	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	3	4	10	15
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	5		20	
A partir del inicio de la etapa de Régimen (para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	2.5	3.5	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4		12	

Ilustración 6A

A partir del inicio de la etapa de Régimen (Para usuarios conectados en media y alta tensión)	FIU		TIU	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	-	-	-	-
Usuarios en media y alta tensión	6	8	12	14
A partir del mes trece De la etapa de Régimen (Para todos los usuarios)	FIU		TIU	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	6	8	12	14
Usuarios en media tensión	4	6	8	10
Usuarios en alta tensión	3		6	

La normativa establece indemnizaciones individuales y globales cuando se transgreden las tolerancias en los indicadores, considerando el costo de la energía no suministrada.



2. Calidad del Servicio de Transporte

2.1. Producto Técnico

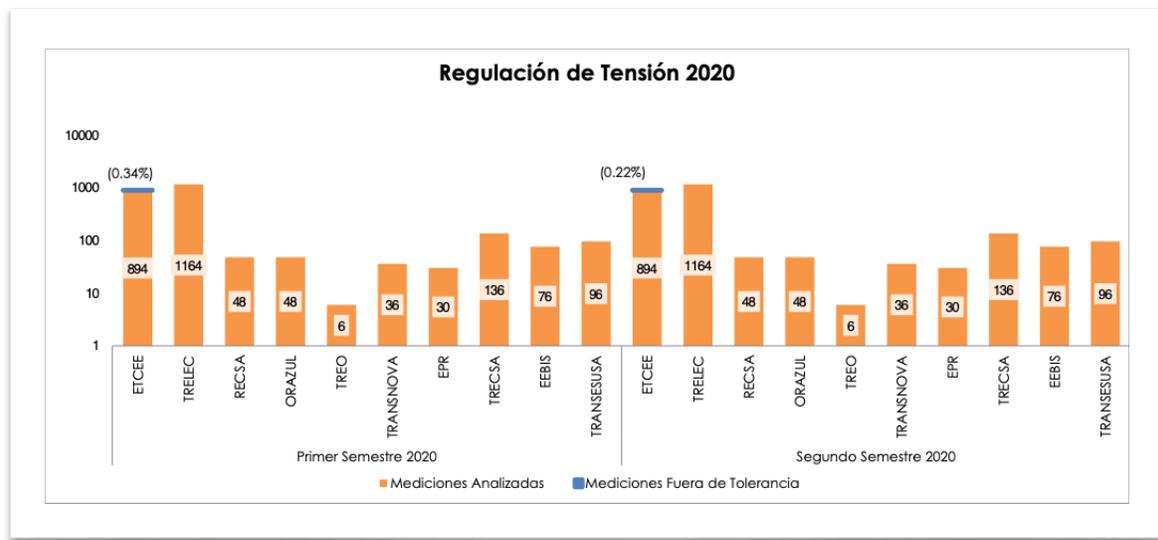
El control de la calidad de producto técnico del sistema de transporte es de suma importancia; dicho control se encuentra establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–, en las cuales se establecen los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega. Dichas normas son de aplicación obligatoria para toda empresa que presta el servicio de transporte de energía eléctrica y todos los participantes que hacen uso de los sistemas de transporte de energía eléctrica.

2.1.1. Regulación de tensión

El parámetro de Regulación de Tensión es responsabilidad de los Transportistas en el punto de entrega a las Distribuidoras y es trasladado como responsabilidad a las Distribuidoras en los puntos de entrega a los usuarios, es decir, dicho parámetro afecta la cadena de suministro hasta el usuario final, requiriendo acciones de adecuación las cuales deben efectuarse en los puntos necesarios en el sistema.

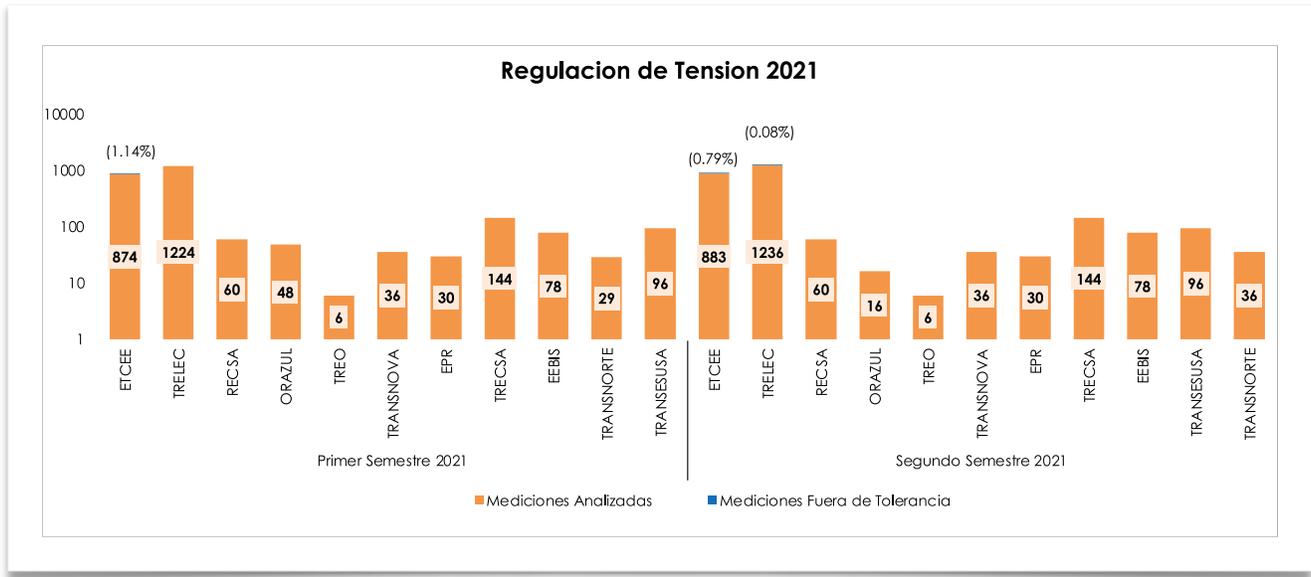
Según lo establecido en la normativa, para mejorar los niveles de voltaje en los puntos de entrega que transgreden las tolerancias, el AMM debe realizar estudios de flujo de carga para determinar las acciones a efectuar para corregir dichas transgresiones a la tolerancia, identificando la necesidad de instalar equipos de compensación en las instalaciones de transporte a efecto de llevar el voltaje a los niveles óptimos.

Gráfica 1A. Puntos fuera de tolerancia – regulación de tensión



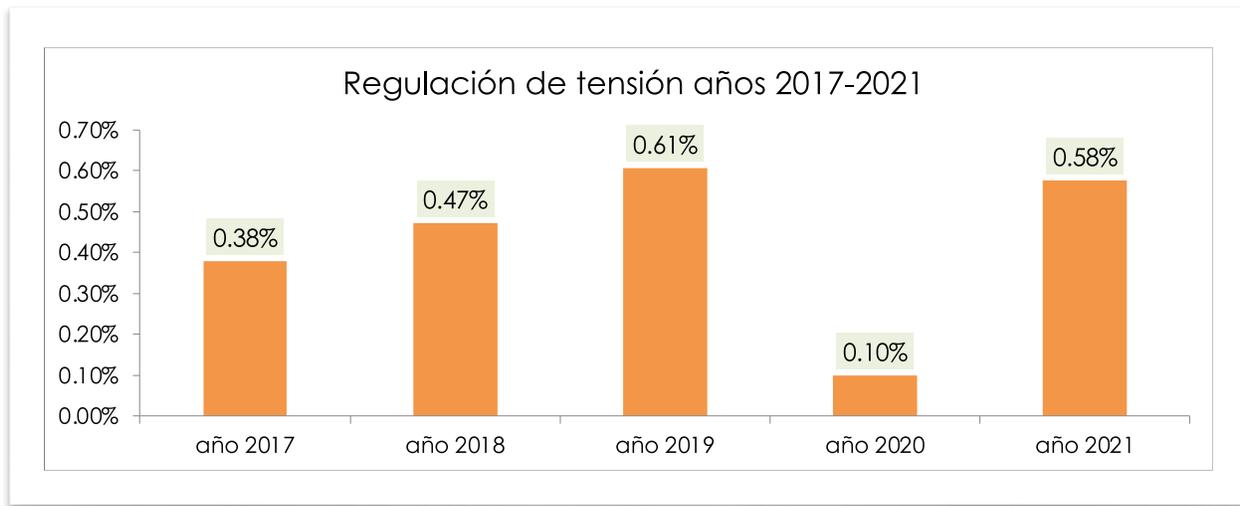
Fuente: información regulatoria

Gráfica 2A. Puntos fuera de tolerancia – regulación de tensión



Fuente: información regulatoria

Gráfica 3A. Comportamiento de la regulación de tensión años 2017 – 2021



Fuente: información regulatoria

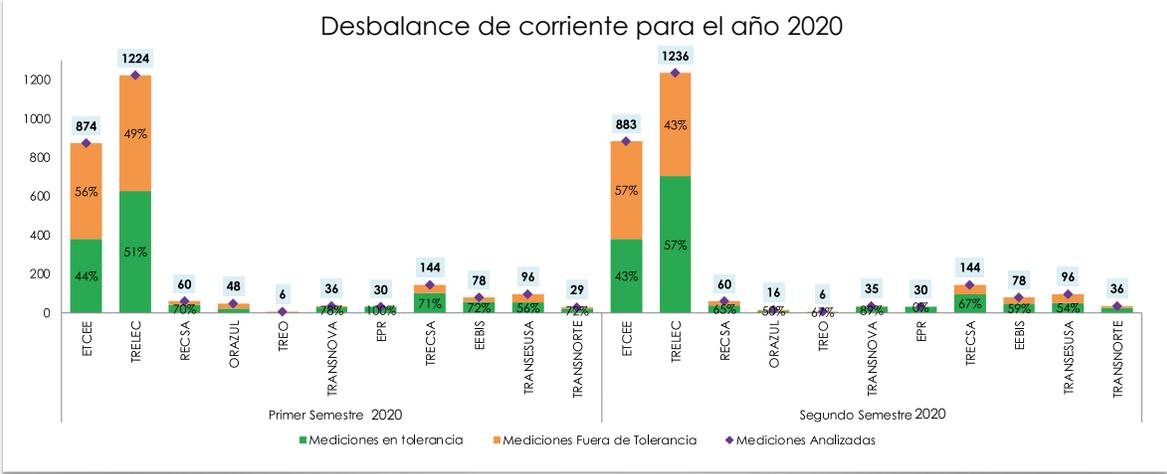
En las gráficas 1A y 2A se puede observar el comportamiento de las mediciones fuera de tolerancia para cada transportista durante los años 2020 y 2021. Los puntos fuera de tolerancia por regulación de tensión.

2.1.2. Desbalance de corriente

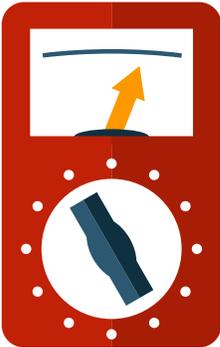
La transgresión permitida para el indicador de desbalance de corriente, medido en el punto de entrega (transportista-participante), corresponde a una tolerancia de diez por ciento (10%) para cada uno de los registros obtenidos en el intervalo de medición; el intervalo establecido para el indicador de desbalance de corriente es de 15 minutos.

Por otro lado, se considera que un participante afecta la calidad del servicio de energía eléctrica cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del correspondiente al período de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance de corriente excedió el rango de tolerancia establecida. La normativa actual contempla la evaluación del indicador desbalance de corriente. Las mediciones serán realizadas en los puntos que el transportista considere necesarios a efecto de identificar a los participantes que afecten la calidad del servicio.

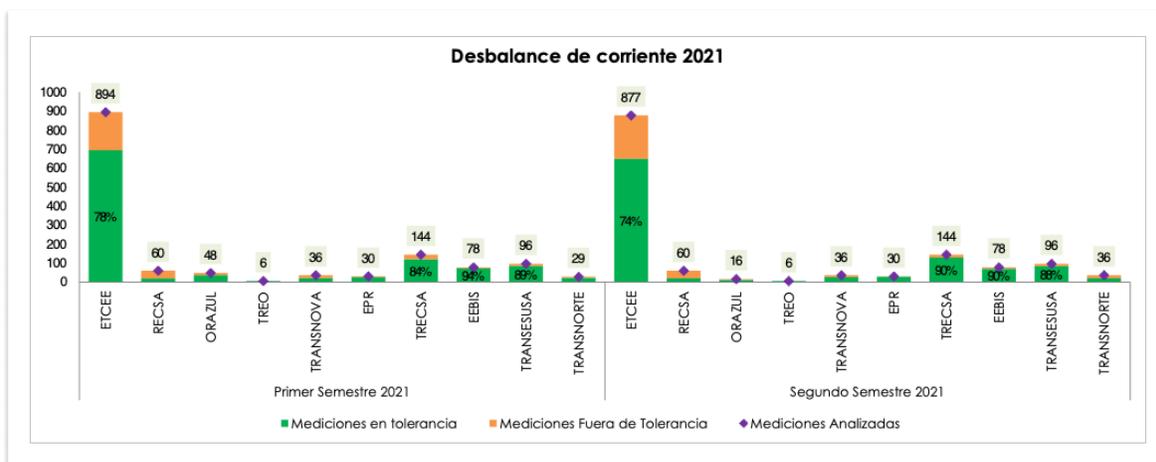
Gráfica 4A. Puntos fuera de tolerancia – desbalance de corriente



Fuente: información regulatoria

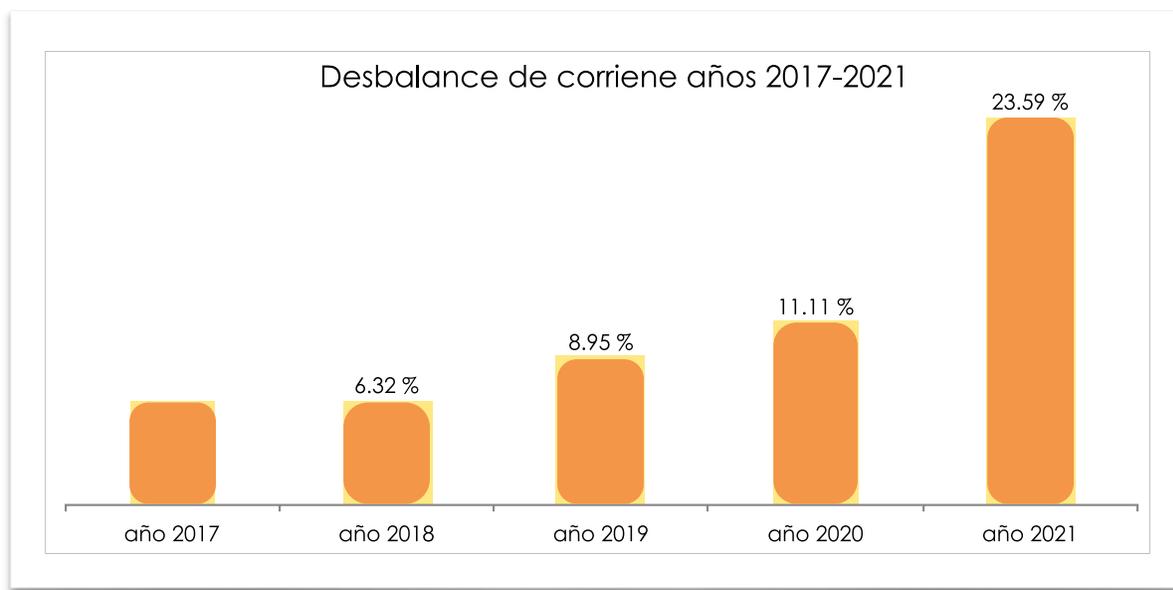


Gráfica 5A. Puntos fuera de tolerancia – desbalance de corriente



Fuente: información regulatoria

Gráfica 6A. Comportamiento del desbalance de corriente años 2017 – 2021



Fuente: información regulatoria

En los gráficos anteriores, se puede observar el comportamiento del desbalance de corriente que provocaron los participantes que influyeron en el sistema de transporte durante los años 2020 y 2021. En los gráficos No. 4A y 5A se observa que

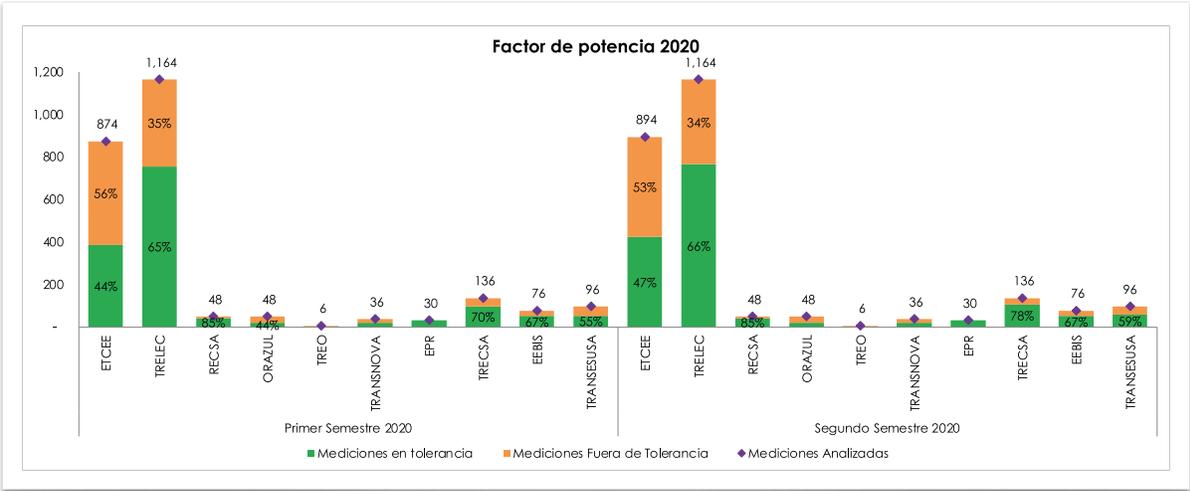
ETCEE y RECSA fueron los transportistas que reportaron la mayor cantidad de puntos fuera de tolerancia; tal hecho se relaciona con que son los transportistas que tienen conectado a su sistema a agentes participantes y distribuidores. Asimismo, es importante observar que los demás agentes reportaron puntos fuera de tolerancia sin que estos posean carga significativa conectada a su sistema de transporte.

2.1.3. Factor de potencia

Dentro de la normativa se contempla que para el control de la regulación de tensión (Artículo 23. NTCSTS), el transportista deberá efectuar mediciones durante el período de medición mensual de acuerdo al intervalo de medición de los niveles de tensión en cada uno de los puntos de conexión de su sistema de transporte con cada uno de los participantes.

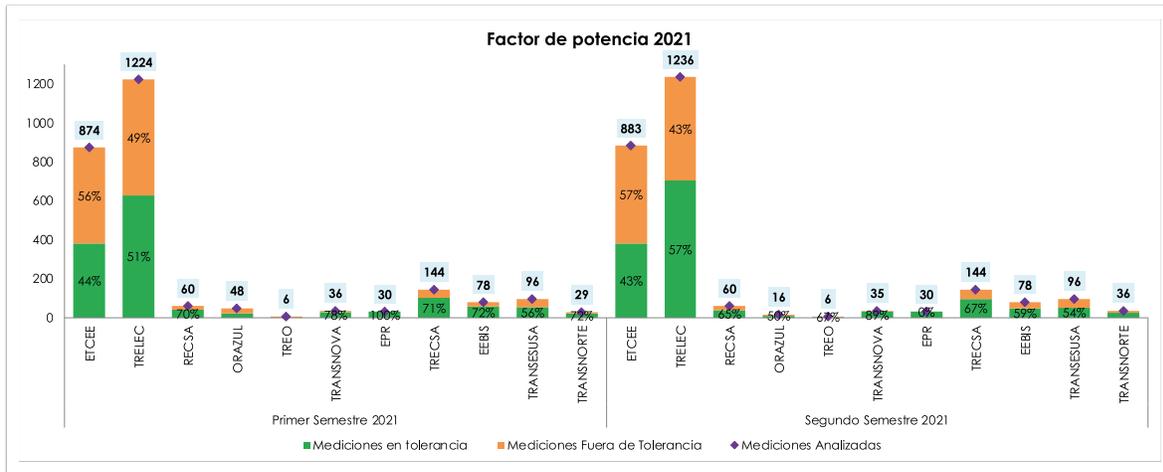
Adicionalmente, se indica que: Los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo a toda hora de 0.90 o superior a partir de la vigencia de estas normas. Los generadores deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva dentro de los límites de su curva de operación y deben suministrarlo al AMM.

Gráfica 7A. Puntos fuera de tolerancia – factor de potencia



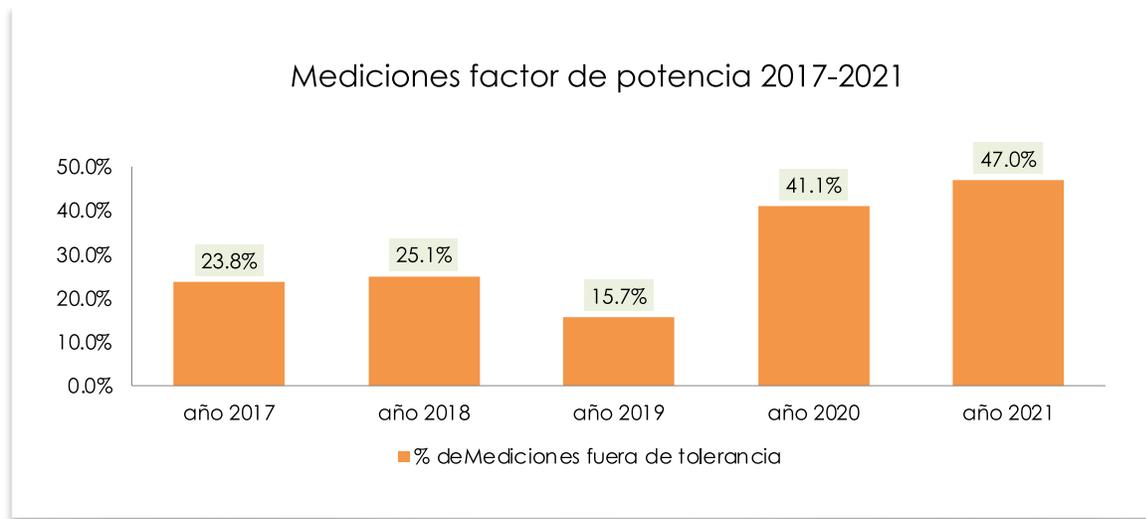
Fuente: información regulatoria

Gráfica 8A. Puntos fuera de tolerancia – factor de potencia



Fuente: información regulatoria

Gráfica 9A. Comportamiento del factor de potencia años 2017 – 2021



Fuente: información regulatoria

En los gráficos anteriores, se puede observar el comportamiento del factor de potencia que provocaron los participantes que influyeron en el sistema de transporte durante los años 2020 y 2021. En los gráficos No. 7A y 8A se observa que ETCEE y

TRELEC fueron los transportistas que reportaron la mayor cantidad de puntos que superaron la tolerancia de 0.90 por factor de potencia. En la gráfica No. 9A, se observa la evolución anual del comportamiento del factor de potencia, el cual ha mostrado un deterioro significativo en 2021.

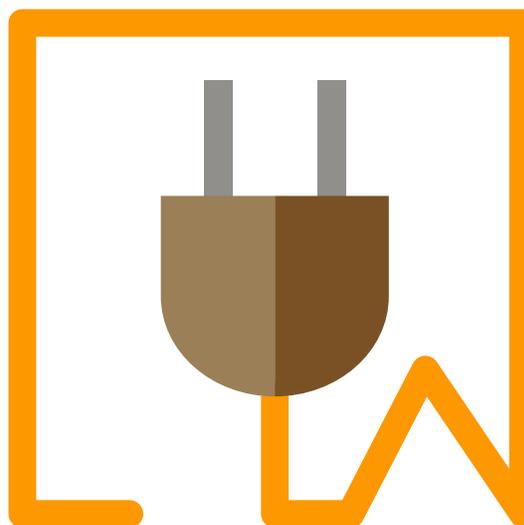
2.2. Servicio Técnico

La calidad del servicio técnico de los sistemas de transmisión tiene por objeto evaluar el desempeño de los sistemas de transmisión en función de la continuidad del suministro eléctrico y para ello, es regulada la disponibilidad de los equipos que conforman los sistemas de transmisión en períodos anuales.

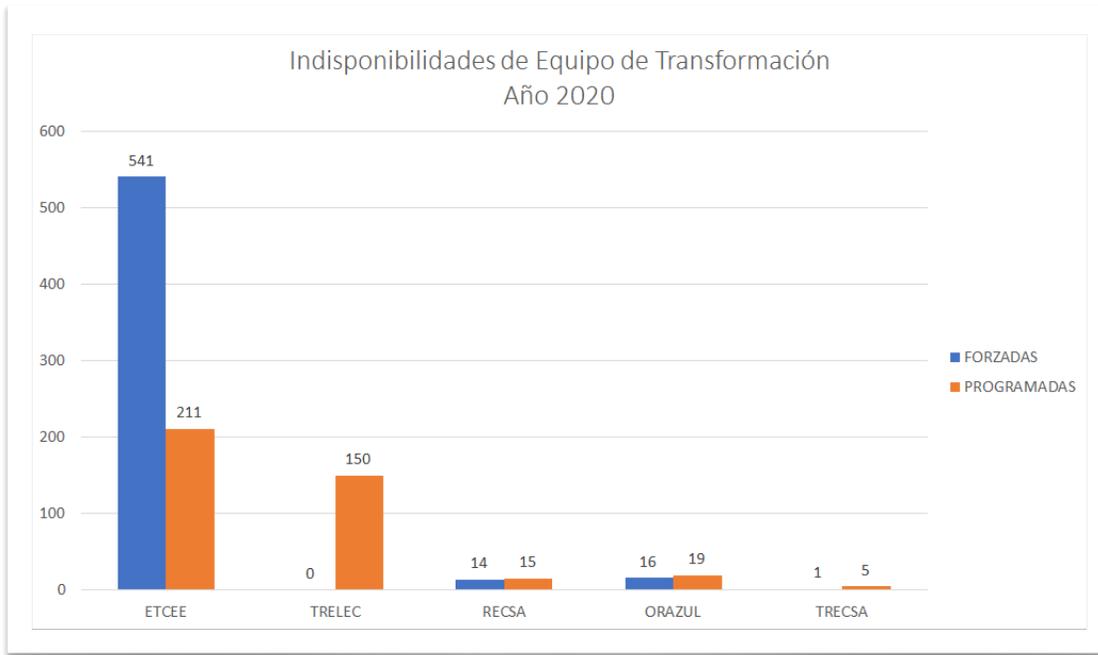
La Norma Técnica del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS– define que los equipos sujetos a regulación son los siguientes: a) equipos de transformación b) las líneas de transmisión y c) equipos de compensación reactiva; los cuales son auditados en períodos anuales. Asimismo, la referida norma define las tolerancias admisibles de indisponibilidad para las líneas de transmisión, considerando que es un equipo de alta extensión expuesto a situaciones externas que provoquen su indisponibilidad.

Los datos y gráficos presentados a continuación fueron elaborados por CNEE con base en la información que el AMM y los agentes transportistas remiten mensualmente, aclarando que los mismos pueden variar según los resultados de las acciones de revisión y auditoría que realiza la CNEE.

A continuación, se presenta de forma gráfica las indisponibilidades de equipo de transformación presentadas durante los años 2020 y 2021.

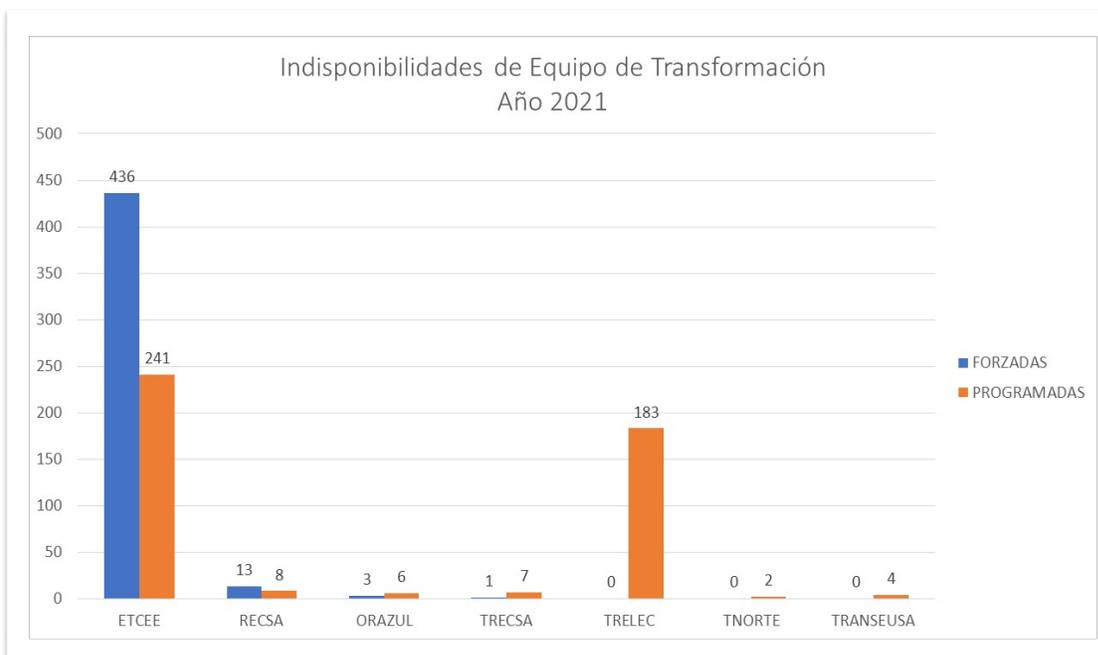


Gráfica 10A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Transformación



Fuente: Información regulatoria

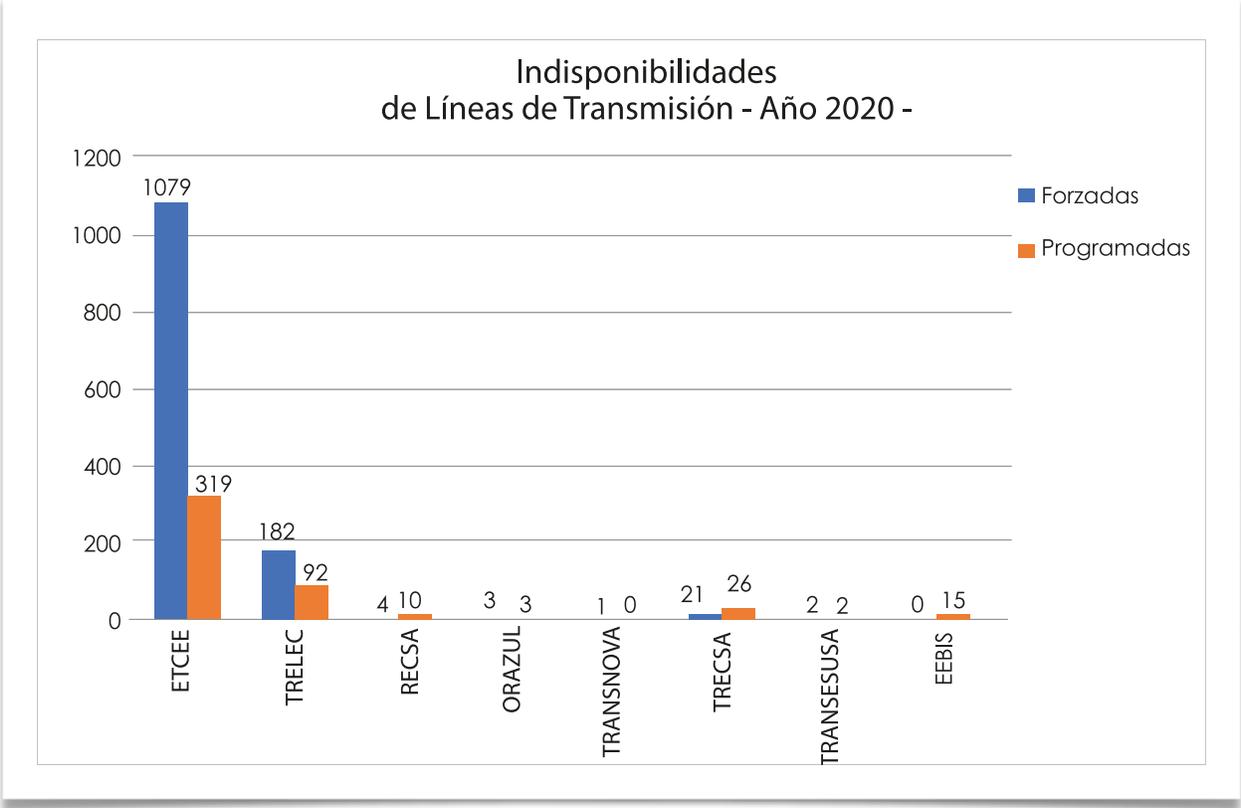
Gráfica 11A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Transformación



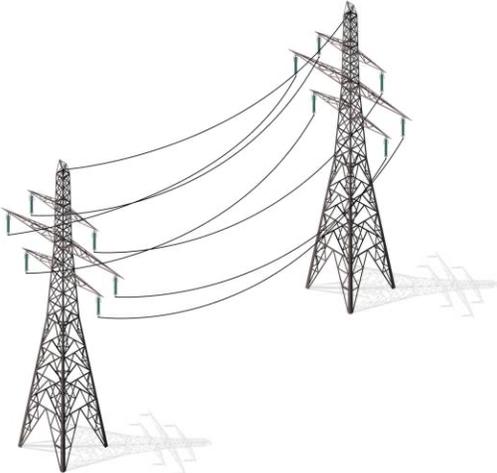
Fuente: Información regulatoria

Asimismo, se presenta en los siguientes gráficos la cantidad de indisponibilidades de líneas de transmisión por agente durante los años 2020 y 2021, tanto forzadas como programadas:

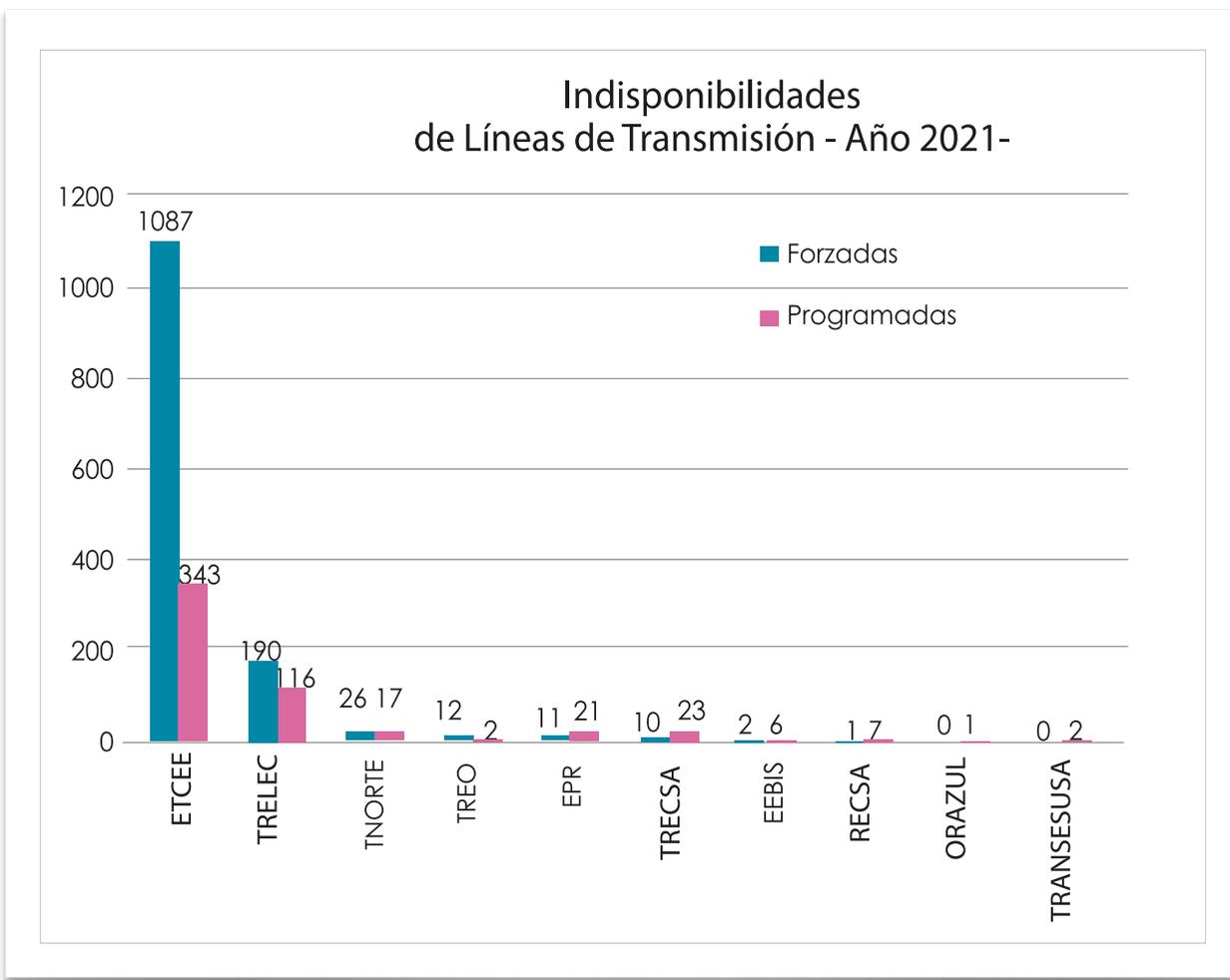
Gráfica 12A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Líneas de Transmisión



Fuente: Información regulatoria



Gráfica 13A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Líneas de Transmisión

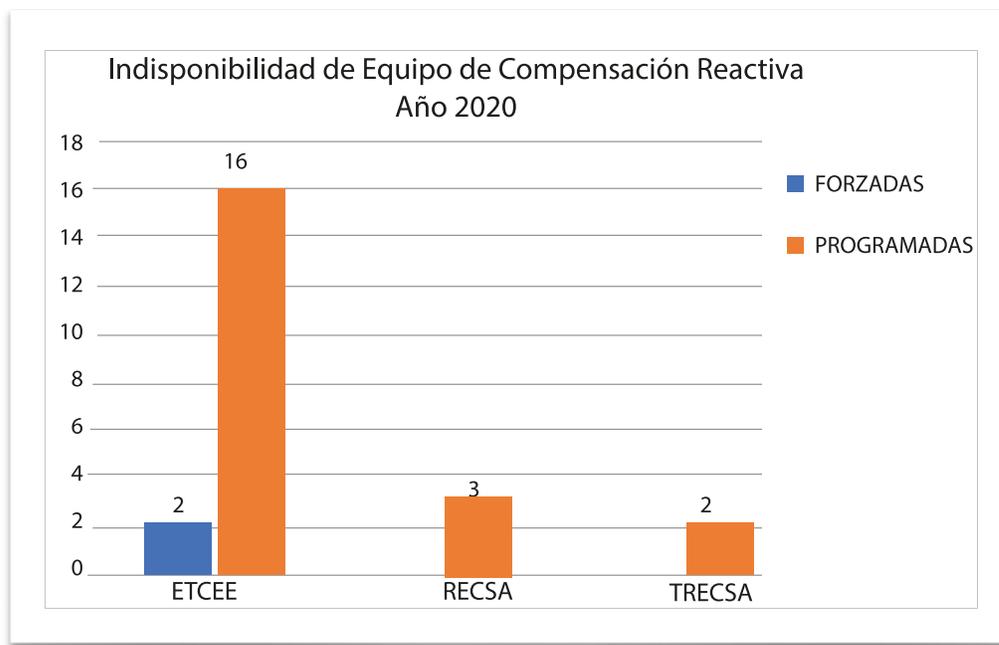


Fuente: Información regulatoria

El gráfico anterior muestra que las líneas de transmisión del sistema eléctrico de transporte predominan las indisponibilidades forzadas sobre las indisponibilidades programadas.

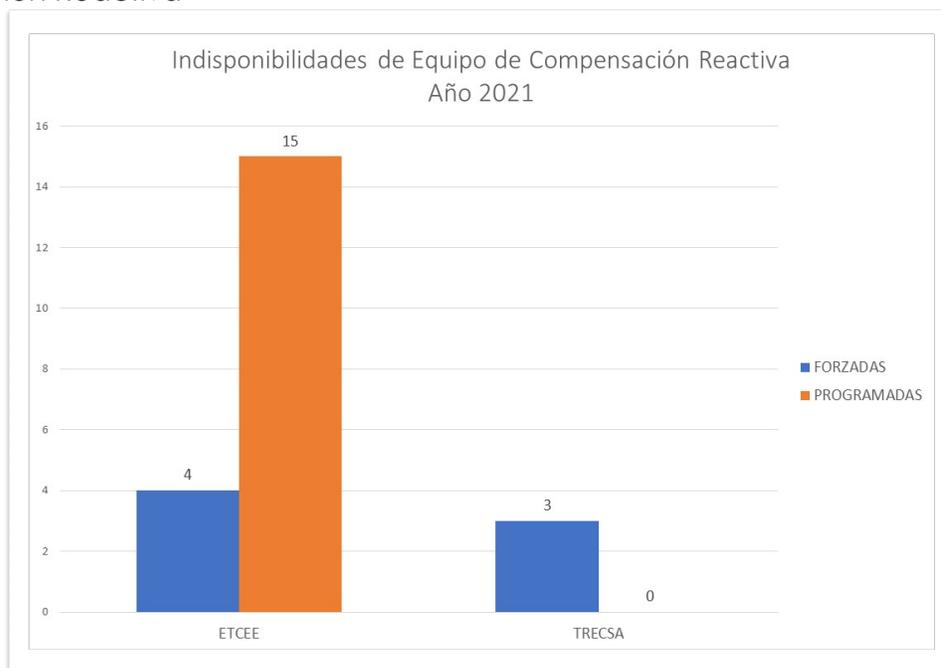
En cuanto a la disponibilidad del equipo de compensación reactiva del sistema de transporte, se presentó un total de 23 indisponibilidades durante el año 2020 y 21 indisponibilidades durante el año 2021, de las cuales mayoritariamente fueron del tipo programado de acuerdo al siguiente gráfico:

Gráfica 14A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Compensación Reactiva



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 15A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Compensación Reactiva

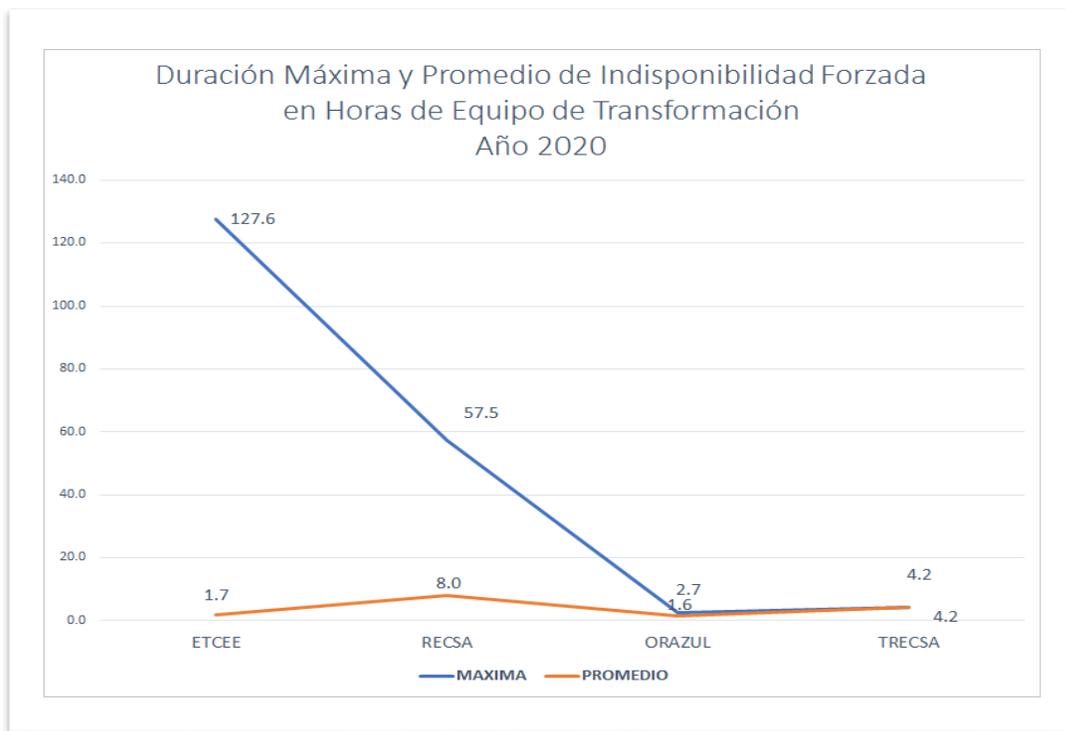


Fuente: Información regulatoria

2.2.1. Indisponibilidades Forzadas

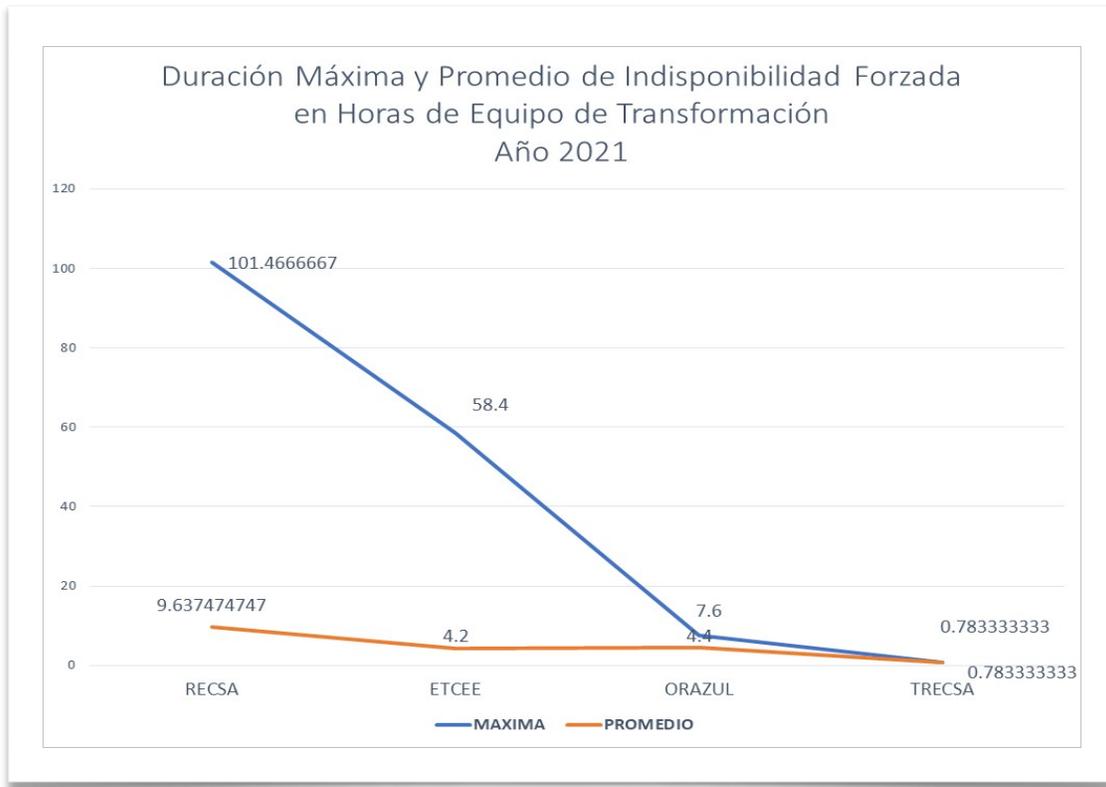
Todo equipamiento asociado al Sistema de Transporte de Energía eléctrica (STEE) que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el AMM o en condición de Indisponibilidad Programada, será considerado en condición de Indisponibilidad Forzada. En el siguiente gráfico se efectuó el monitoreo de la duración de Indisponibilidades forzadas de equipo de transformación y se determinó que durante el 2020 el sistema de transporte presenta duraciones máximas entre 4.2 y 127.6 horas y en promedio entre 1.6 y 8 horas (no se discrimina las indisponibilidades relacionadas con fuerza mayor para ambos casos) y durante el 2021 el sistema de transporte presenta duraciones máximas entre 0.78 y 101.47 horas y en promedio entre 0.78 y 9.63 horas (no se discrimina las indisponibilidades relacionadas con fuerza mayor para ambos casos).

Gráfica 16A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Forzada de Equipo de Transformación



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 17A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Forzada de Equipo de Transformación

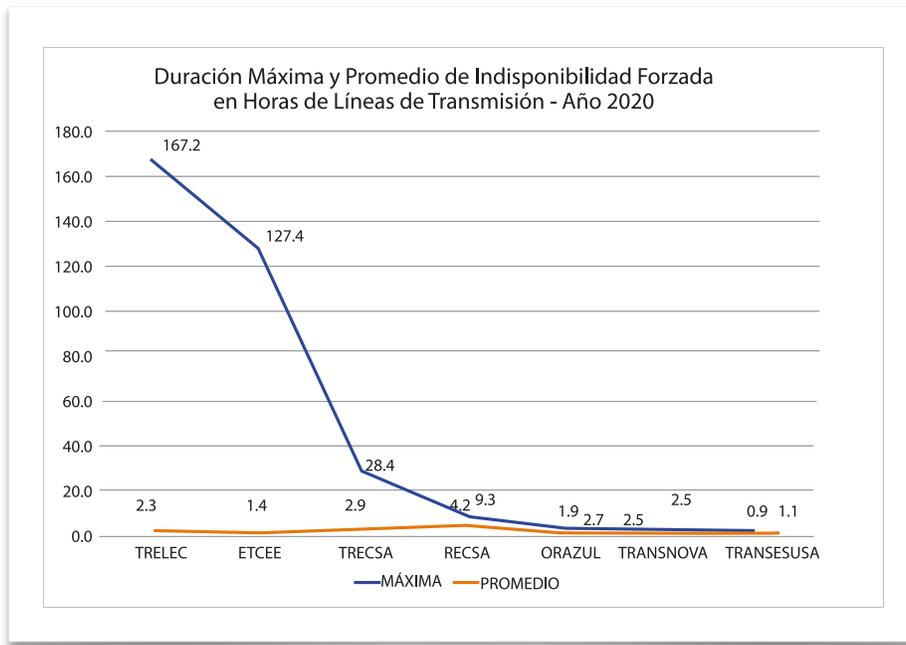


Fuente: Información regulatoria

Para el caso de las indisponibilidades de líneas de transmisión, fueron identificadas cinco (5) participantes del sistema de transporte que presentan en 2020 duraciones máximas de indisponibilidad entre 2.7 y 167.2 horas y en 2021 duraciones máximas de indisponibilidad entre 0.2 y 87.4 horas los cuales superan de sobremanera la duración promedio de indisponibilidad, así como los valores de las tolerancias admisibles en la Norma Técnica de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–.

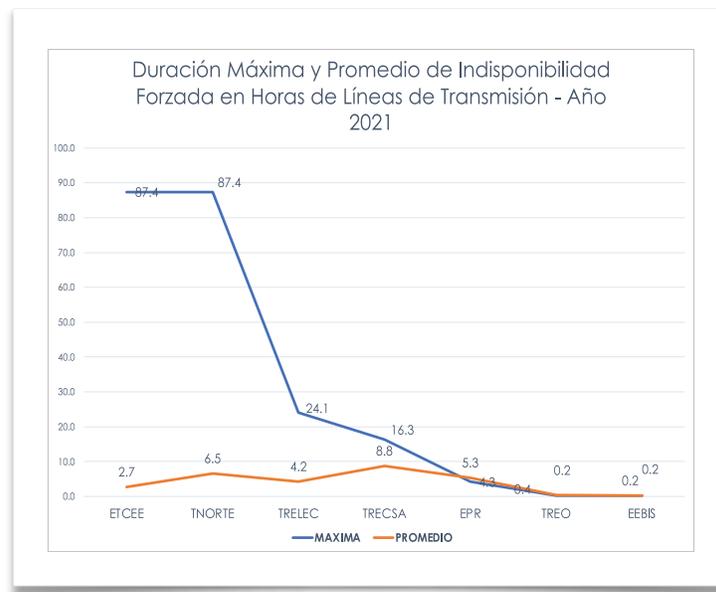


Gráfica 18A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Forzada de Líneas de Transmisión



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 19A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Forzada de Líneas de Transmisión



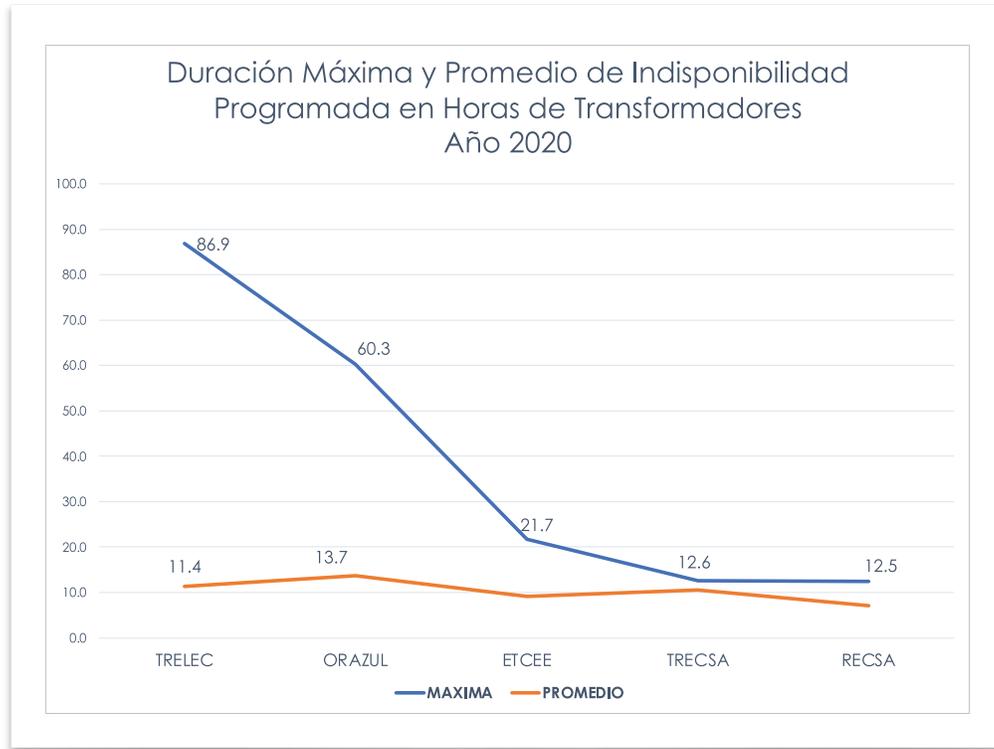
Fuente: Información regulatoria

2.2.2. Indisponibilidades Programadas

Cuando una línea asociada al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica se encuentra fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados, se considera que se encuentra en condición de indisponibilidad Programada, considerando que para el caso en particular de las indisponibilidades programadas, los Transportistas deben realizar los procedimientos establecidos en el marco regulatorio para que la indisponibilidad de la línea se considere como indisponibilidad programada.

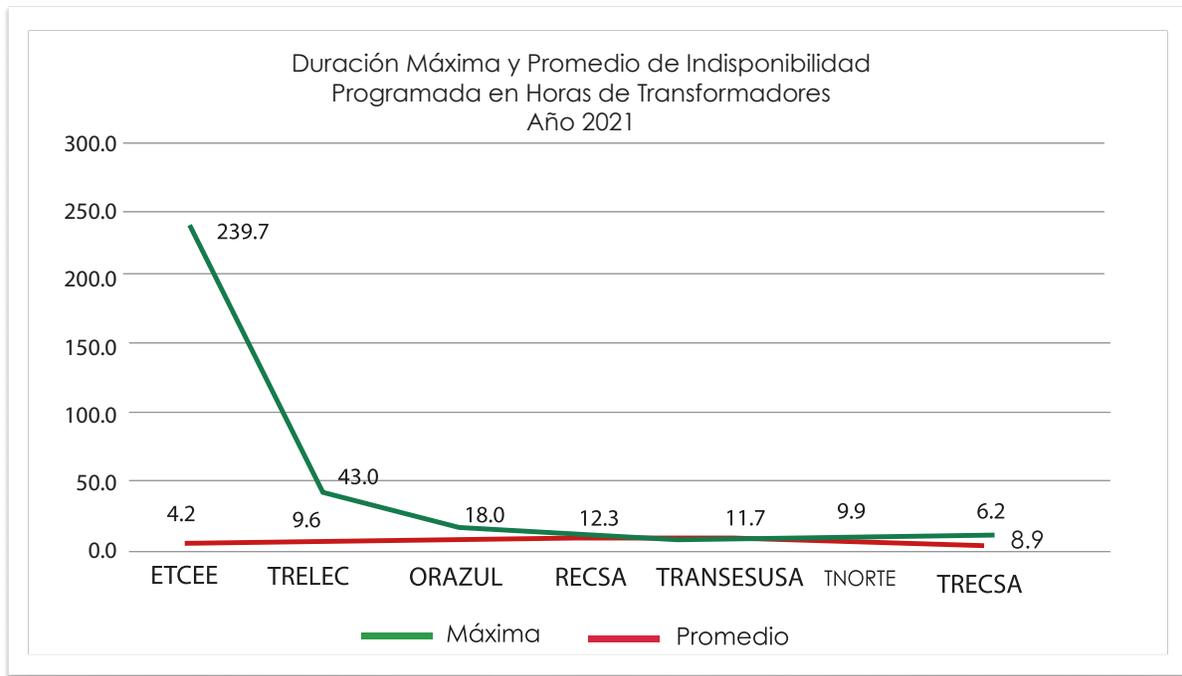
Durante el año 2020, la duración de las indisponibilidades programadas de equipos de transformación refleja que en el STEE se presentaron indisponibilidades con duración máxima de entre 12.5 y 86.9 horas y promedios de duración entre 7 y 13.7 horas. En el año 2021, la duración de las indisponibilidades programadas de equipos de transformación refleja que en el STEE se presentaron indisponibilidades con duración máxima de entre 8.9 y 239.7 horas y promedios de duración entre 4.2 y 12.3 horas.

Gráfica 20A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Programada de Equipo de Transformación



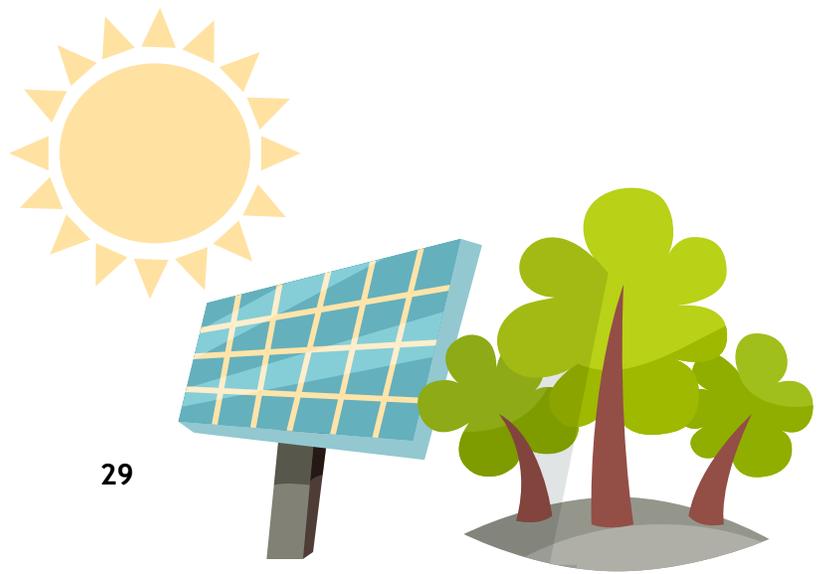
Fuente: Información regulatoria

Gráfica 21A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Programada de Equipo de Transformación

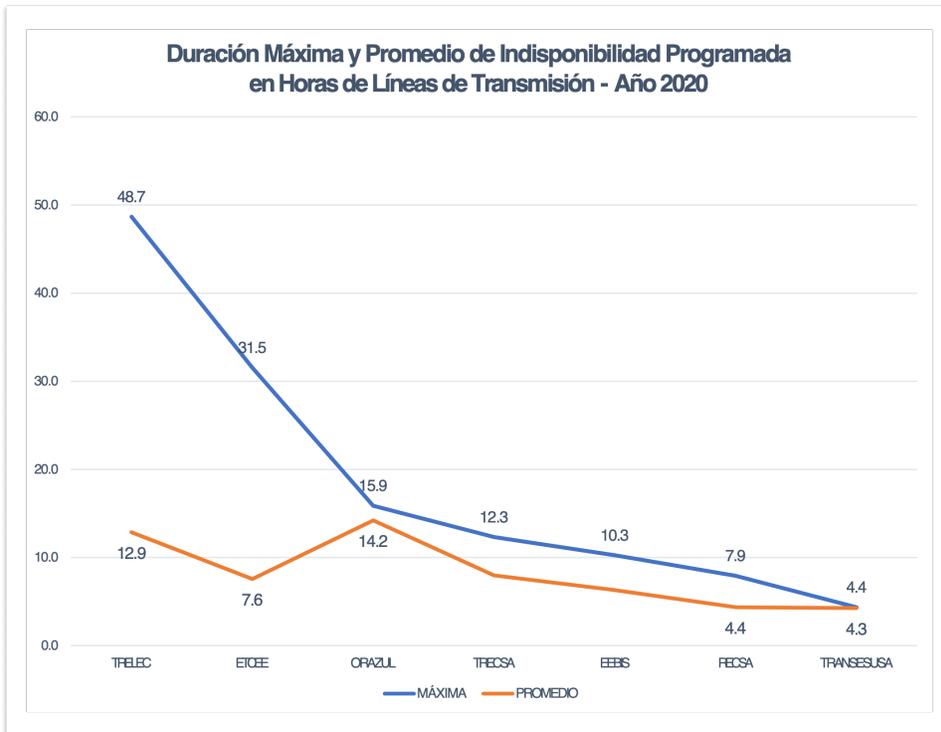


Fuente: Información regulatoria

En torno a la duración de indisponibilidad programada de líneas de transmisión en 2020, con duraciones máximas entre 4.4 y 48.7 horas y en 2021 con duraciones máximas entre 12 y 72 horas de las cuales resaltan cuatro (4) participantes del STEE con valores elevados en torno al promedio de duración.

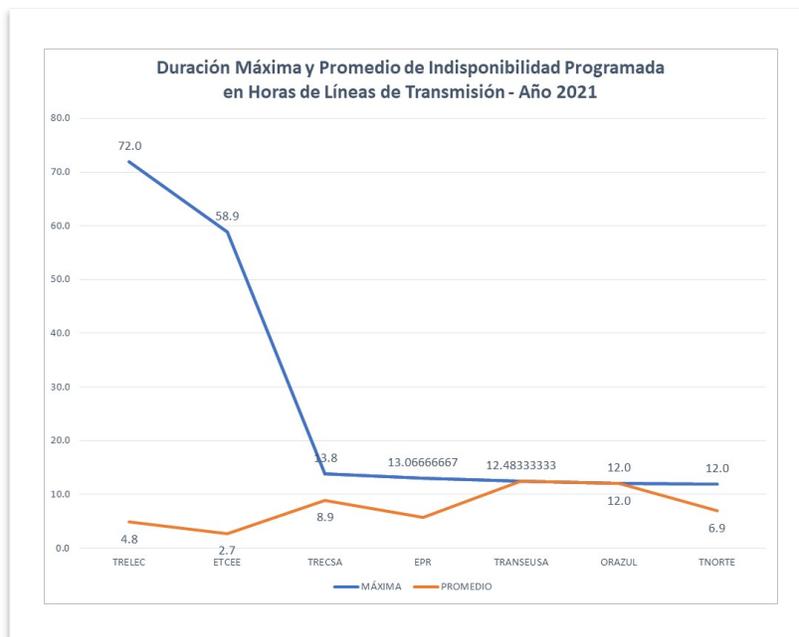


Gráfica 22A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Programada de Líneas de Transmisión



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 23A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Programada de Líneas de Transmisión

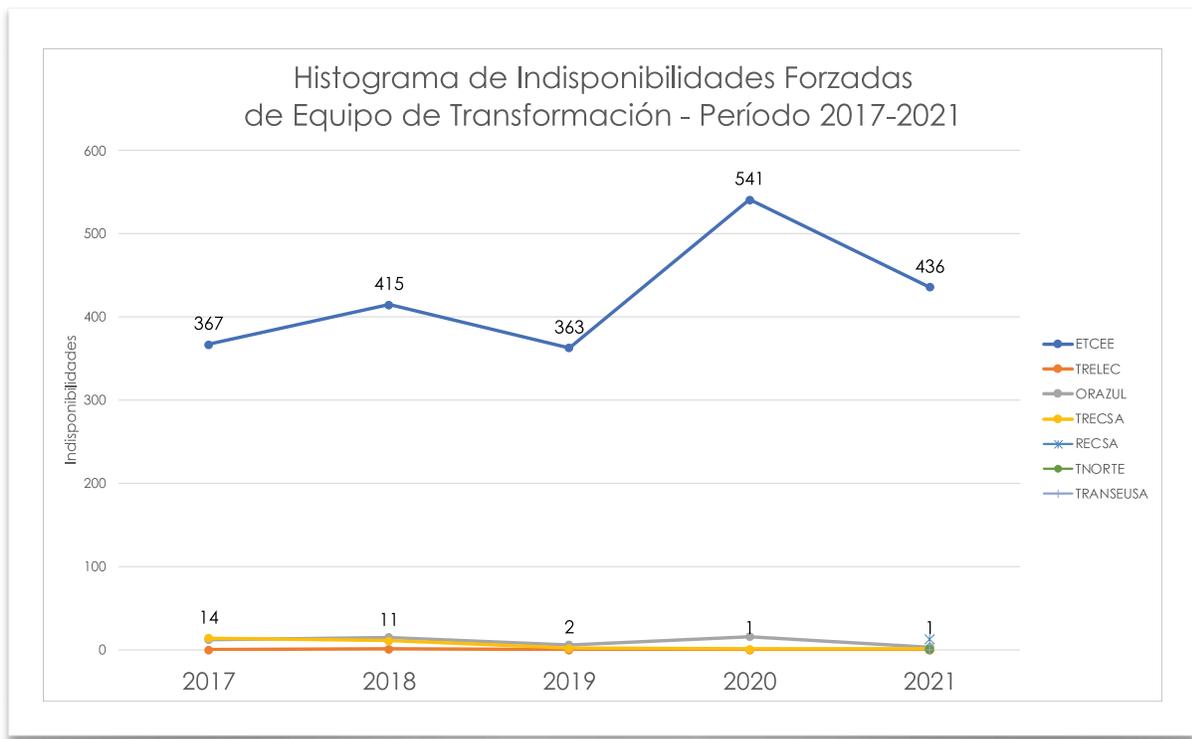


Fuente:
Información regulatoria

2.2.3. Histórico de Indisponibilidades

Durante el período del año 2017 a 2021, los agentes transportistas han tendido a incrementar sus indisponibilidades programadas, lo cual ha incidido en menor grado a reducir la cantidad de indisponibilidades forzadas de equipos de transformación.

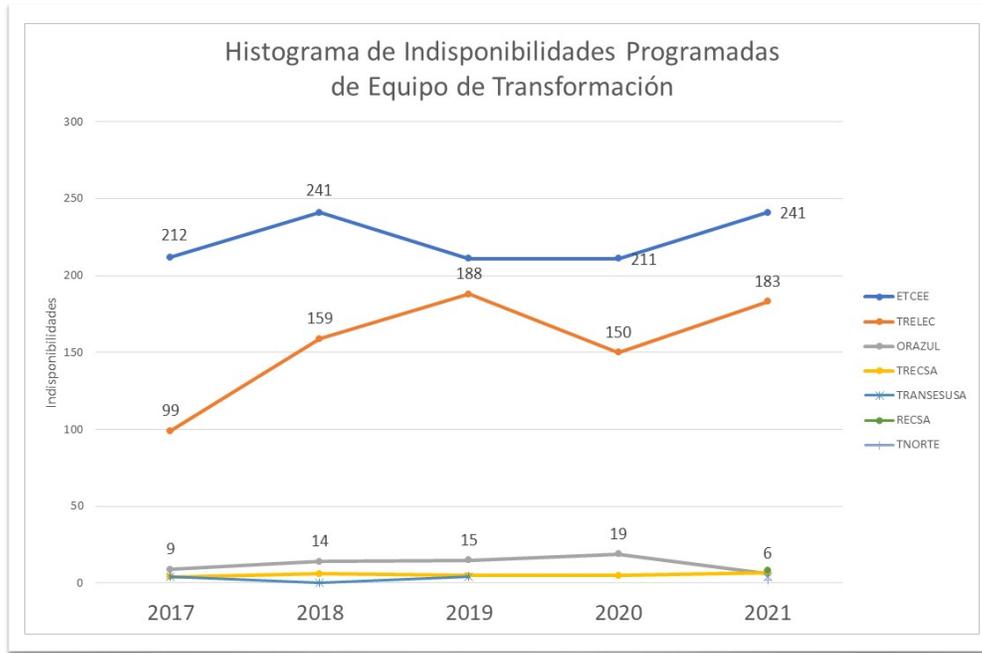
Gráfica 24A. Histograma de Indisponibilidades Forzadas de Equipo de Transformación – Período 2017-2021



Fuente: Información regulatoria

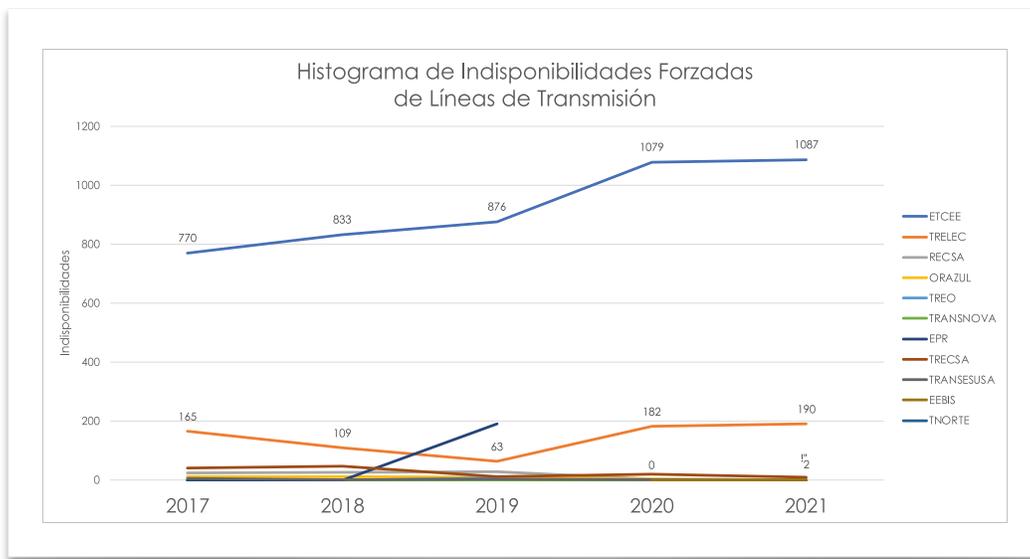


Gráfica 25A. Histograma de Indisponibilidades Programadas de Equipo de Transformación – Período 2017-2021



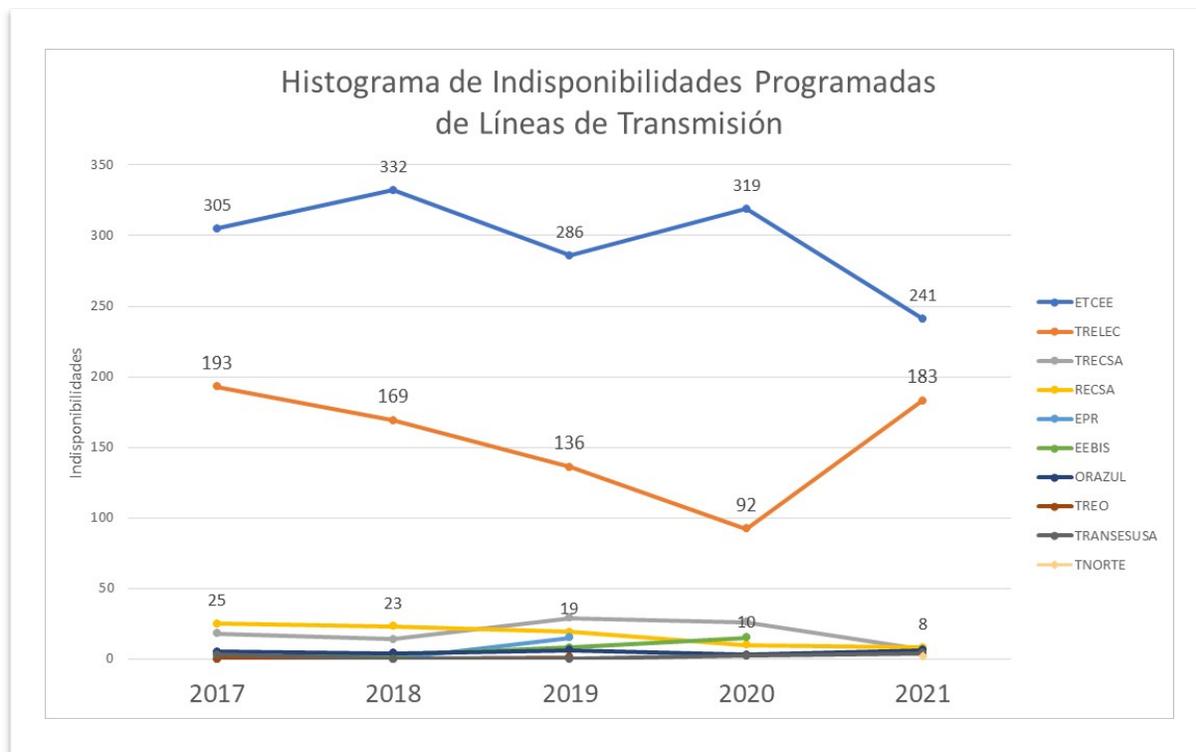
Fuente: Información regulatoria

Gráfica 26A. Histograma de Indisponibilidades Forzadas de Líneas de Transmisión – Período 2017-2021.



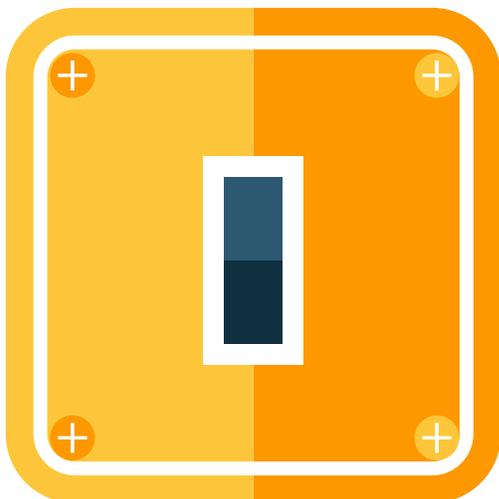
Fuente: Información regulatoria

Gráfica 27A. Histograma de Indisponibilidades Programadas de Líneas de Transmisión – Período 2017-2021.

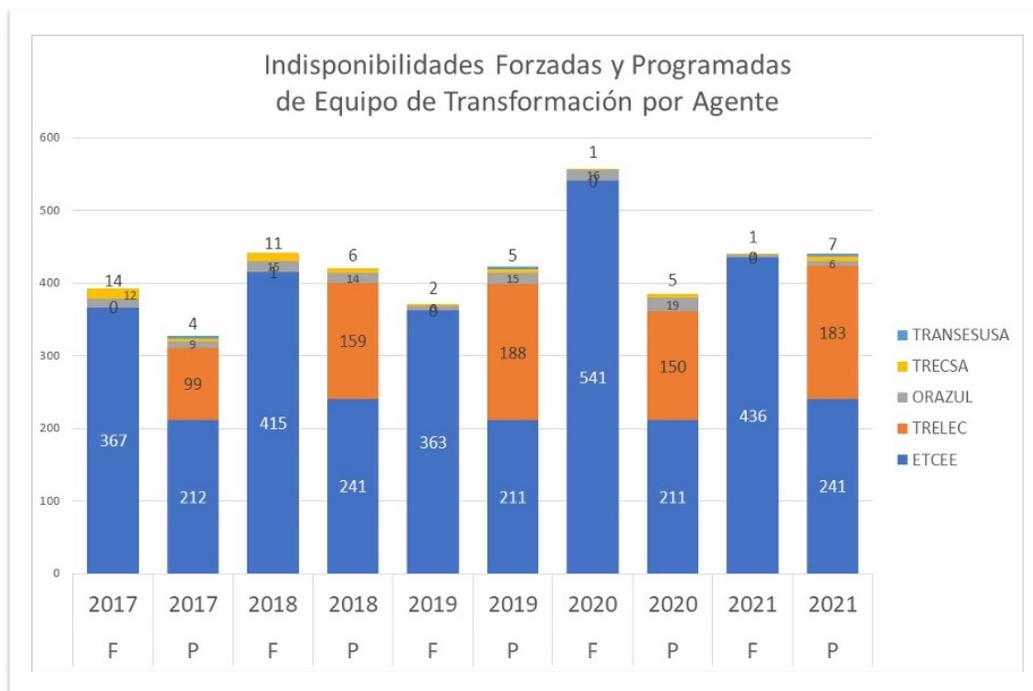


Fuente: Información regulatoria

De forma global, a continuación, se muestran las indisponibilidades forzadas (F) y las programadas (P) de equipo de transformación presentadas durante el periodo comprendido del año 2017 a 2021.



Gráfica 28A. Histograma de Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Transformación por Agente – Período 2017-2021.



Fuente: Información regulatoria

3. Calidad de Servicio de Distribución

Como parte de sus funciones, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica vela por el cumplimiento de las tolerancias de calidad del servicio de energía eléctrica; la CNEE periódicamente evalúa la calidad del producto suministrado por el Distribuidor a los usuarios finales de la República de Guatemala.

La Calidad del Producto Técnico se relaciona con la calidad de onda de voltaje de la energía eléctrica; esta onda no debe presentar perturbaciones o valores que excedan las tolerancias establecidas en la normativa y debe permitir el correcto funcionamiento de aparatos eléctricos, herramientas, equipos, etc., que el usuario final disponga o necesite para su uso.

El parámetro de voltaje de la calidad de la energía muestra el estado de la red de distribución y si el estado óptimo de dicha red está siendo afectada por perturbaciones o caídas de voltaje que al final afecta el correcto funcionamiento de equipos y/o herramientas eléctricas de los usuarios; asimismo, estos efectos pueden desestabilizar el desempeño óptimo de la red de Distribución y/o transporte.

Como parte de sus funciones, la CNEE vela por el cumplimiento de las tolerancias establecidas en la normativa, con lo cual periódicamente se evalúa el estado de la calidad de la energía a través de la calidad del producto suministrado por el Distribuidor a los usuarios finales de la República de Guatemala.

La información contenida en el presente apartado ha sido recolectada por los Distribuidores y trasladada a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de acuerdo a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico de Distribución (Resolución CNEE-38-2003). Toda la información remitida está sujeta al resultado de los procesos de revisión y auditoría que la CNEE efectúa de acuerdo a sus facultades, pudiendo existir variaciones en los valores presentados.

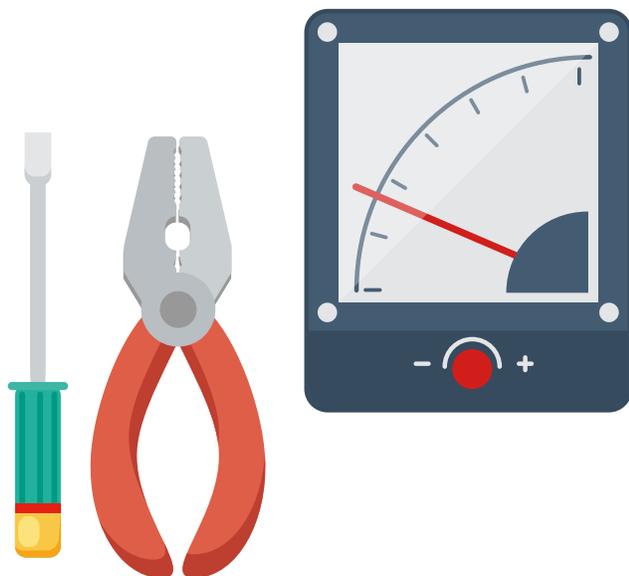
3.1. Producto Técnico

3.1.1. Regulación de Tensión

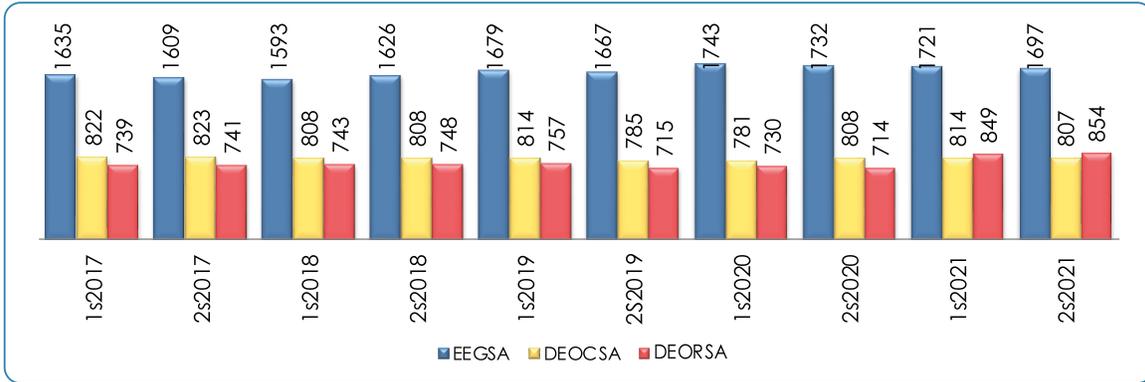
El control del parámetro de regulación de tensión se realiza por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales son sorteadas por la CNEE mensualmente entre los usuarios conectados en cada circuito de distribución; estas mediciones son ejecutadas por el distribuidor y la CNEE supervisa mensualmente la ejecución de una muestra de estas mediciones a efecto de garantizar la integridad de la información.

3.1.2. Indicadores individuales

Como resultado de lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD- y para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios finales, la CNEE evaluó y analizó cada una de las mediciones que fueron presentadas por el Distribuidor durante los años de 2017 al 2021, dando como resultado lo que en las siguientes gráficas se puede apreciar:

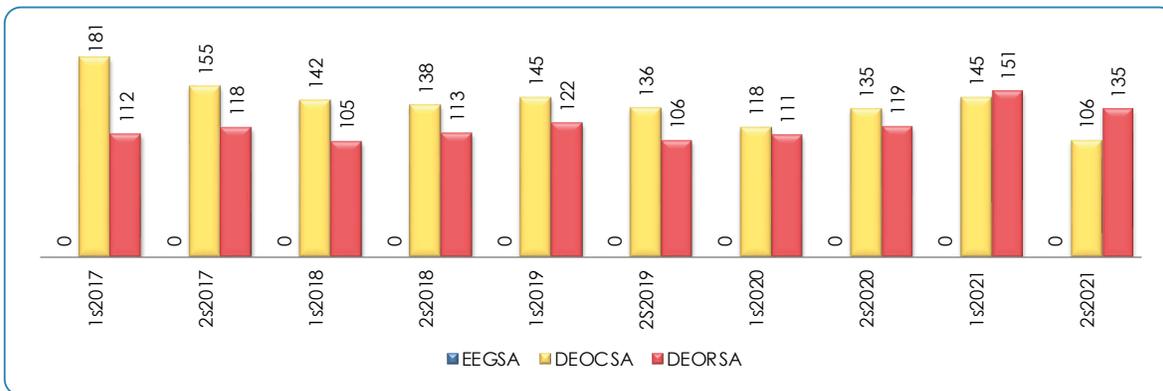


Gráfica 29A. Mediciones de Regulación de Tensión realizadas por los Distribuidores



Fuente: información regulatoria

Gráfica 30A. Mediciones de Regulación de Tensión que superaron la tolerancia establecida en las NTSD

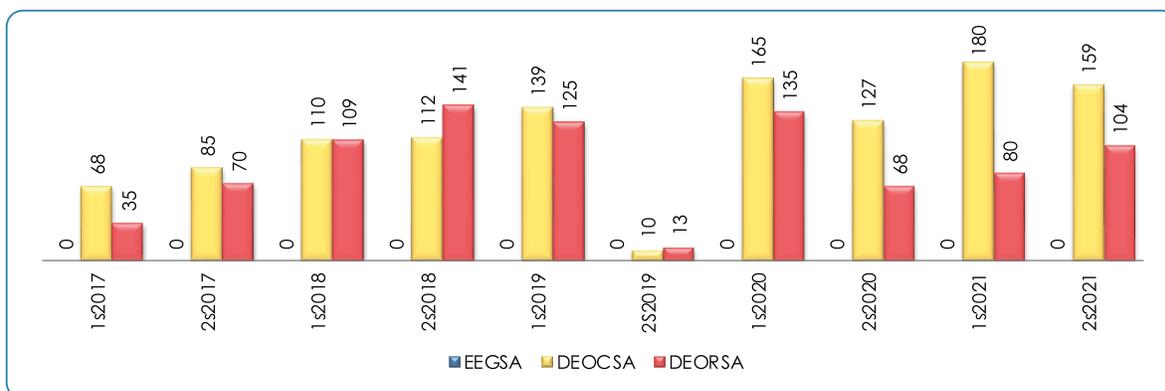


Fuente: información regulatoria

3.1.3. Mejora de Calidad de Producto Técnico

Derivado de los puntos identificados con mala calidad en producto técnico, la CNEE ha indicado a los Distribuidores que realicen las acciones que correspondan para mejorar la calidad de energía en los puntos que están siendo afectados; tales acciones han resultado en la corrección de dichos puntos en las cantidades que se muestran en la siguiente gráfica:

Gráfica 31A. Mediciones en las que se corrigió la mala calidad de producto técnico

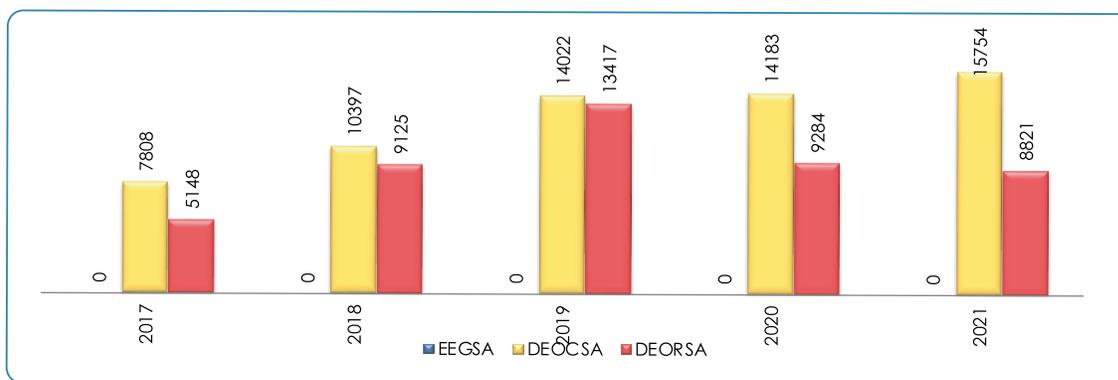


Fuente: información regulatoria

Los afectados por la mala calidad de energía son todos los suministros conectados aguas abajo del punto donde se conectó el equipo de medición en baja tensión y de igual manera, podrían estar siendo afectados los suministros conectados aguas arriba; en general, todos los suministros conectados al centro de transformación podrían estar siendo afectados.

Por lo anterior, al realizar acciones correspondientes para corregir la mala calidad de producto técnico, todos los usuarios conectados al centro de transformación son beneficiados; de esa cuenta, para el período 2017-2021 se tuvo la siguiente cantidad de usuarios que resultaron beneficiados con las acciones de mejora de producto técnico, según se presenta en la siguiente gráfica.

Gráfica 32A. Usuarios beneficiados por la corrección de la mala calidad de energía.



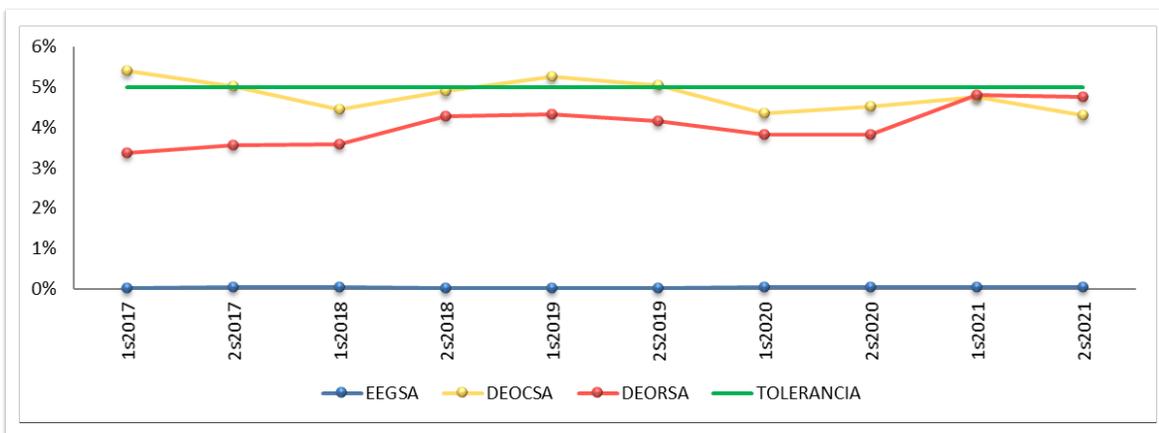
Fuente: información regulatoria

3.1.4. Indicadores Globales

Es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realizar el cálculo de los indicadores globales de Calidad de Producto Técnico de Distribución; los mismos se realizan conforme a lo establecido en las NTSD. La normativa contempla el cálculo de los indicadores FEBB, FEBPER, FEBNoPER, FEBPB y FE ECB; sin embargo, únicamente se establece tolerancia para el indicador FEBNoPER, el cual establece 5% como el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global durante el período de control.

La CNEE realizó el cálculo del indicador global FEBNoPER de los años 2017 al 2021; en dicho análisis se determinó los siguientes porcentajes del indicador FEBNoPER:

Gráfica 33A. Indicador Global FEBNoPER



Fuente: información regulatoria

Debido a que la tolerancia establecida en las NTSD para este indicador es del 5% (Línea en color verde), en la gráfica 23 se aprecia que DEOCSA es el que transgrede la tolerancia para el indicador FEBNoPER.

3.1.5. Desbalance de Tensión

A continuación, se muestran las tolerancias de los índices individuales aplicadas para la calidad del producto en cuanto a desbalance de tensión refiere.

Ilustración 7A

TENSIÓN	Desbalance de tensión, Δ DTD, en %
	Etapa de régimen A partir del mes 13
Baja y Media	3
Alta	1

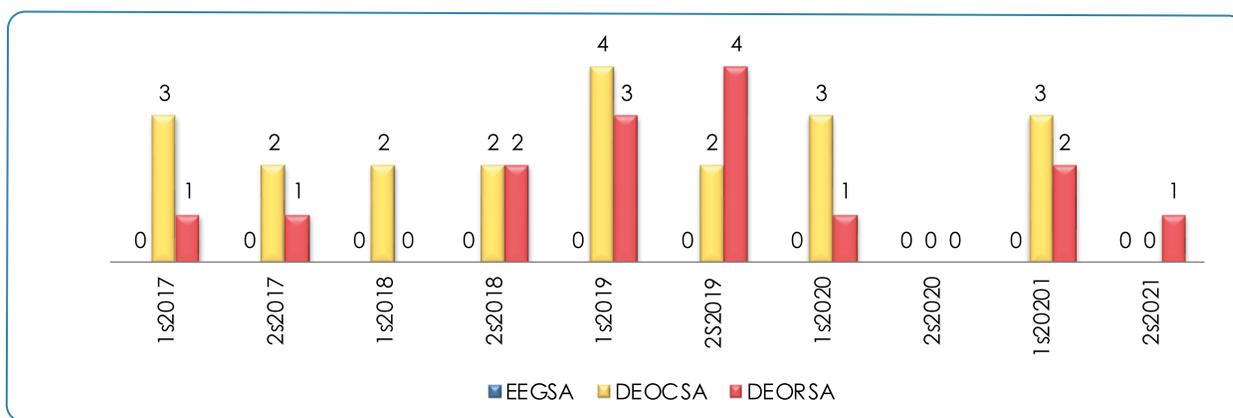
El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de

tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k).

La normativa establece indemnizaciones cuando se transgreden los indicadores.

Derivado que la Normativa establece que los puntos de medición para el indicador individual de regulación de tensión pueden ser los mismos que los de regulación de tensión, la CNEE calculó y analizó el indicador de Desbalance de tensión durante los años 2017 al 2021 para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios con servicio trifásico; a continuación, se gráfica el resultado de mediciones que transgredieron la tolerancia para dicho indicador.

Gráfica 34A. Mediciones que resultaron con desbalance de tensión



Fuente: información regulatoria

3.2. Servicio Técnico:

La calidad del Servicio Técnico del distribuidor se determina en función de la continuidad del suministro eléctrico; es decir, que mide la cantidad de interrupciones y la duración de las mismas. La duración de dichas interrupciones se cuantifica

por el tiempo en horas de las interrupciones. Asimismo, la normativa excluye aquellas interrupciones que fueron calificadas como causa de Fuerza Mayor y las menores a 3 minutos. Es importante mencionar que dicha evaluación se realiza para compensar a los usuarios la energía no suministrada; por esta razón, de forma semestral se realiza el cálculo de los indicadores y en caso de haber sido transgredidas las tolerancias establecidas, el distribuidor debe indemnizar a los usuarios afectados. La evaluación de calidad de Servicio Técnico se hace conforme lo indican los siguientes indicadores o índices:

Índices Individuales:

- a. Tiempo de interrupción por usuario (TIU)
- b. Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

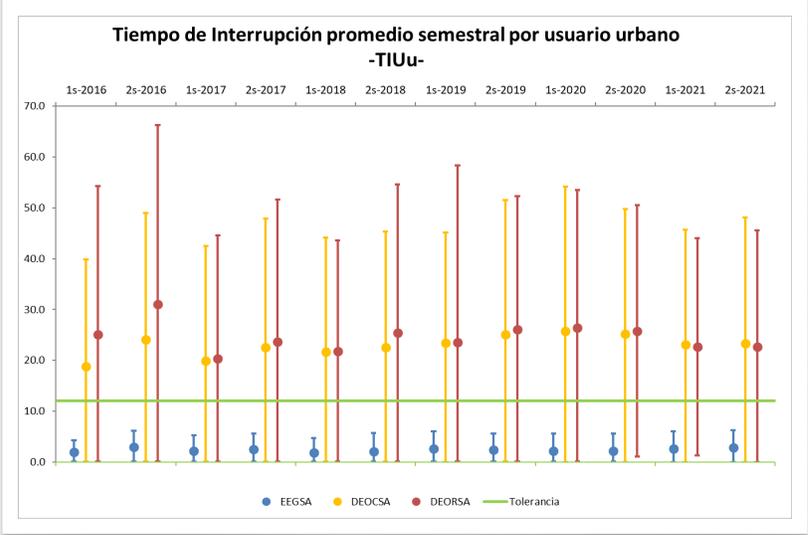
Índices Globales:

- c. Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)
- d. Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

3.2.1. Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU): Este índice representa la cantidad de tiempo en horas que un usuario

estuvo sin suministro de energía eléctrica durante un semestre. En las siguientes gráficas se muestra la evolución de dicho indicador a través de los años 2016 a 2021 para los usuarios urbanos y rurales.

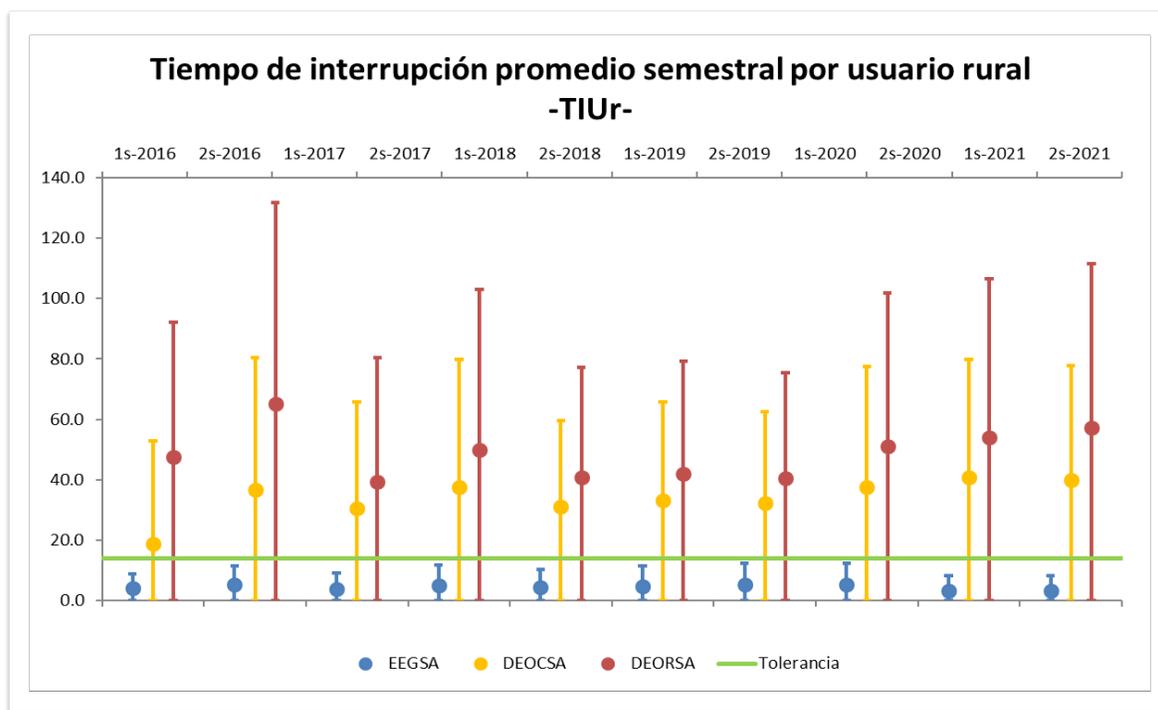
Gráfica 35A. Tiempo de Interrupción promedio años 2016 – 2021 (urbano)



Fuente: Información regulatoria



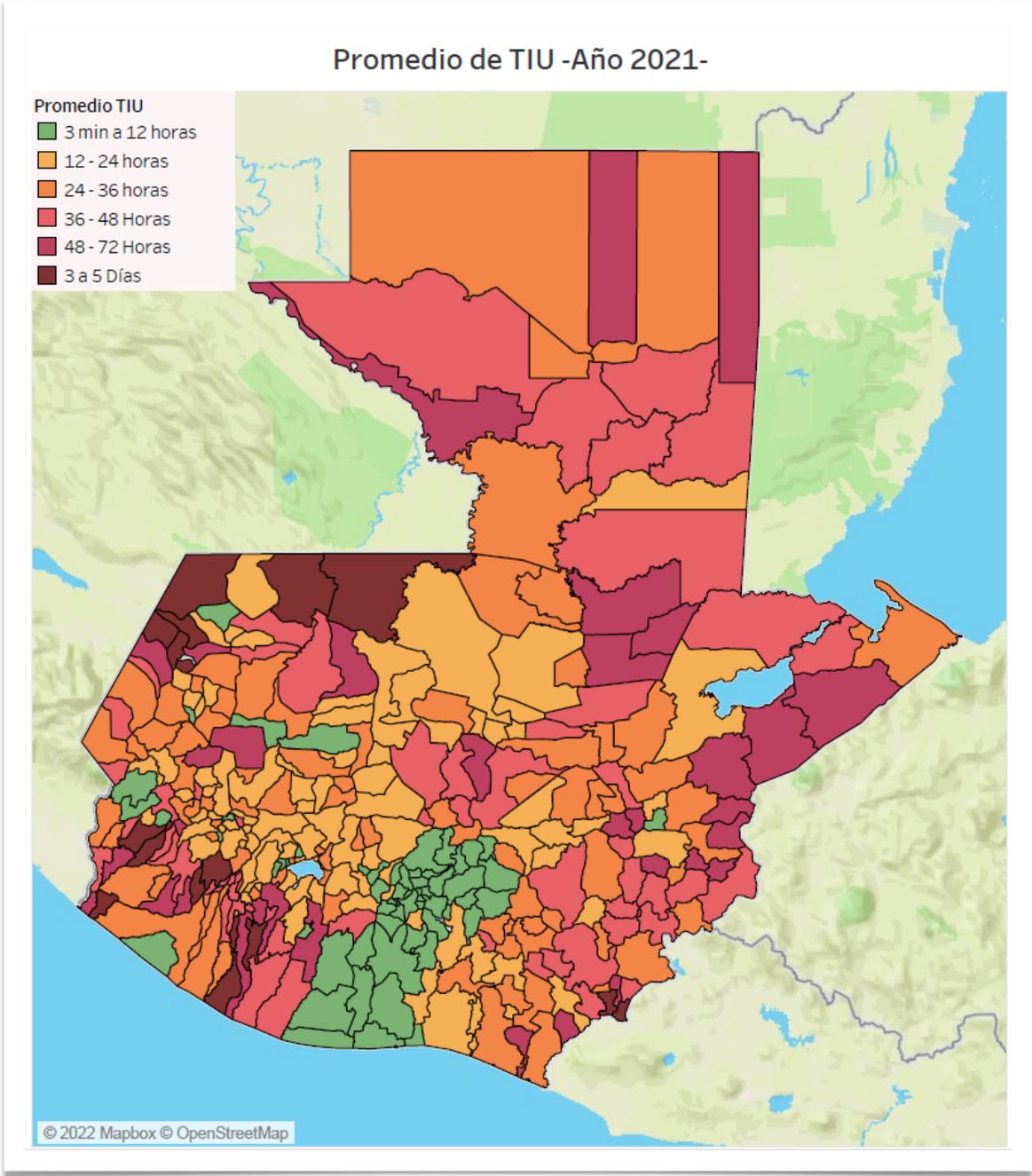
Gráfica 36A. Tiempo de Interrupción promedio años 2016 – 2021 (rural)



Fuente: Información regulatoria

Tal como se observa en las gráficas, los usuarios afectados por interrupciones que se prolongan más allá de las tolerancias establecidas son tanto urbanos como rurales, siendo estos últimos los más afectados en cuanto a la cantidad de horas que permanecen sin servicio, ya que la tolerancia que corresponde a este tipo de usuario es mayor a la del usuario urbano y es excedida en una magnitud muy superior a la de los usuarios urbanos. DEOCSA y DEORSA exceden consistentemente por hasta 2 y 3 veces la tolerancia de duración para los usuarios urbanos y rurales. Adicionalmente, se observa que un usuario urbano de DEOCSA y DEORSA supera la tolerancia y se mantiene entre valores promedio de 20 y 30 horas sin servicio durante los semestres de 2021. Sin embargo, al realizar el análisis estadístico, se observa que la variación es mucho más amplia, habiendo usuarios urbanos que durante el semestre no tienen servicio eléctrico por 50 horas. Para el caso de los usuarios clasificados como rurales se observa que los valores en cuanto al tiempo en que un usuario estuvo sin servicio de energía eléctrica durante un semestre duplican a un usuario urbano, para el caso de DEOCSA y DEORSA, al no tener servicio de energía eléctrica durante 80 y 115 horas durante el semestre durante 2021. La siguiente ilustración presenta un mapa con detalle por municipio y mediante escala de colores la duración promedio de interrupciones individuales en la red de las empresas distribuidoras durante los semestres del año 2021:

Ilustración 8A. Duración promedio en horas, de interrupciones durante 2021:



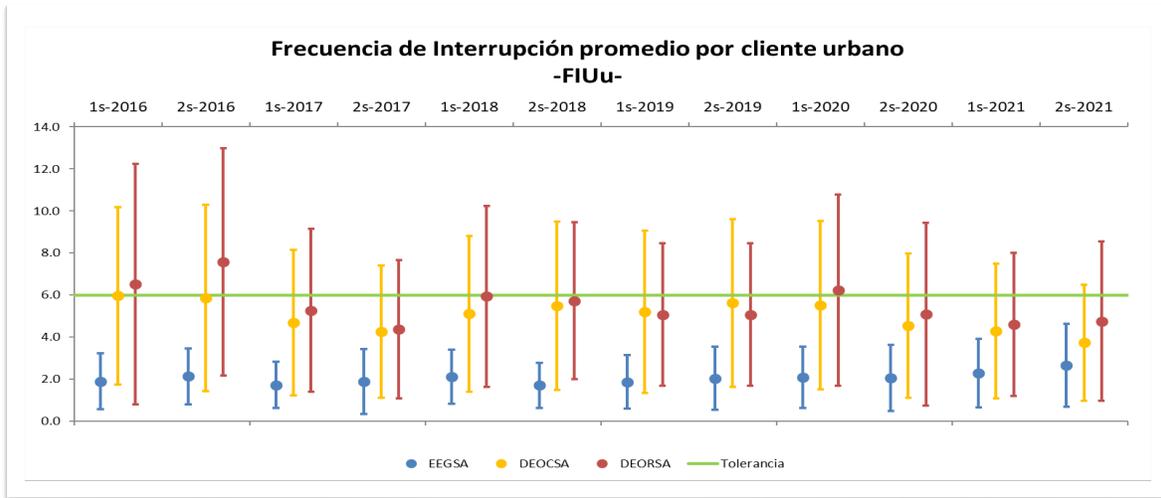
Fuente: Información Regulatoria

3.2.2. Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU):

Este índice o indicador muestra la cantidad de interrupciones que durante un semestre tuvo el usuario, por lo que a continuación se muestra una gráfica de la evolución a través del período 2016 a 2021 del índice antes citado.

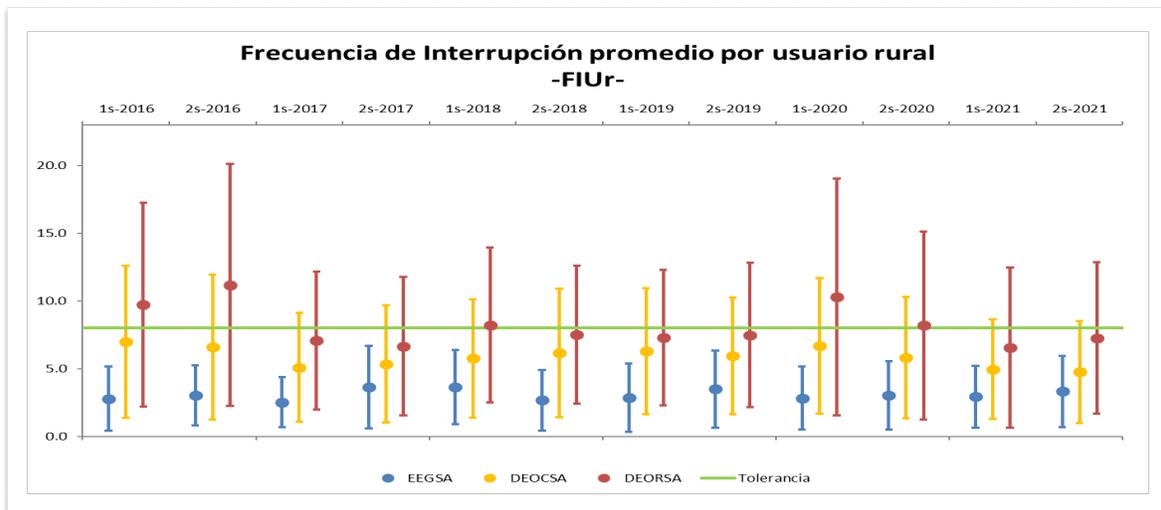
En las siguientes gráficas se muestra la evolución de la cantidad de veces que es afectado un usuario en promedio, tanto urbano como rural:

Gráfica 37A. Frecuencia de interrupciones promedio por usuario (urbano)



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 38A. Frecuencia de interrupciones promedio por usuario (rural)

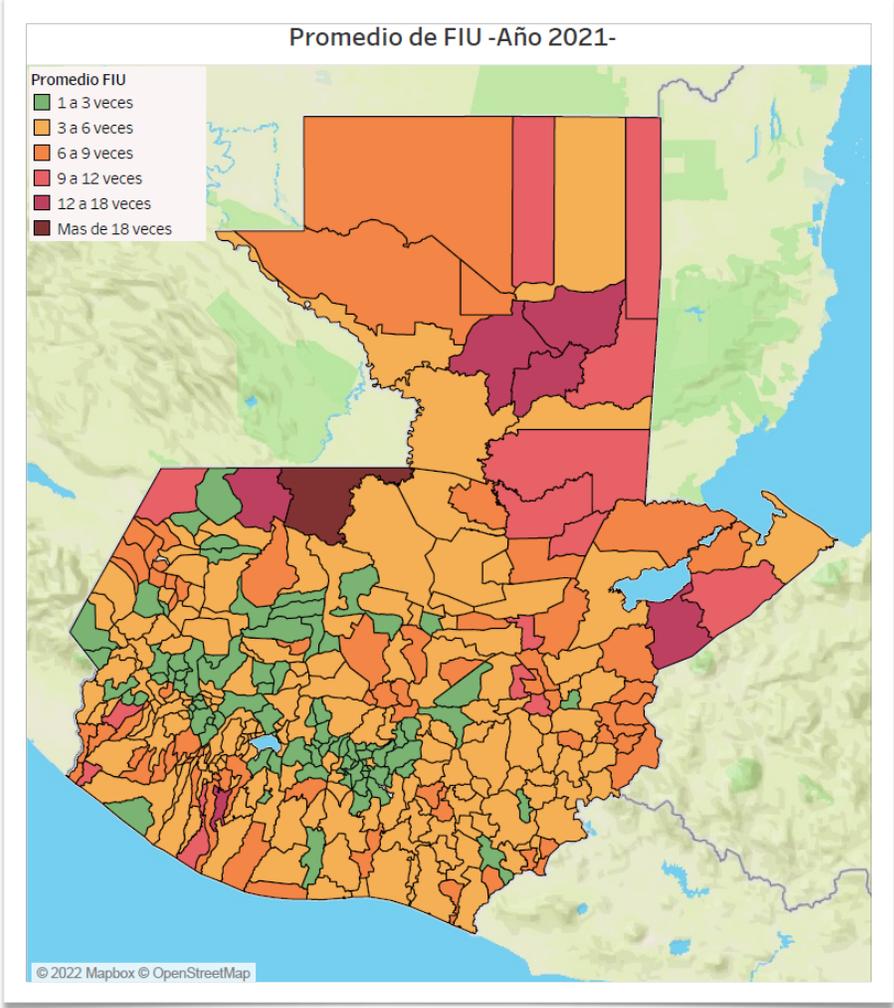


Fuente: Información regulatoria

El análisis de los gráficos muestra que un usuario rural es más afectado por cantidad de interrupciones por semestre durante 2021 igual que en los semestres de los años previos; muestra también que, en promedio, el indicador se encuentra dentro de los valores de tolerancia para las tres distribuidoras en cuanto a la cantidad de veces promedio que afectó a los usuarios con interrupciones del suministro eléctrico durante los semestres. Sin embargo, al realizar el análisis estadístico, se puede observar que para DEOCSA y DEORSA hubo usuarios con interrupciones que excedieron la tolerancia establecida.

La siguiente ilustración presenta un mapa con detalle por municipio y mediante escala de colores la frecuencia promedio de interrupciones individuales en la red de las empresas distribuidoras durante los semestres del año 2021:

Ilustración 9A. Frecuencia promedio en cantidad de veces de interrupciones durante 2021.



Fuente: Información Regulatoria

3.2.3. Indicadores Globales atribuibles al Distribuidor:

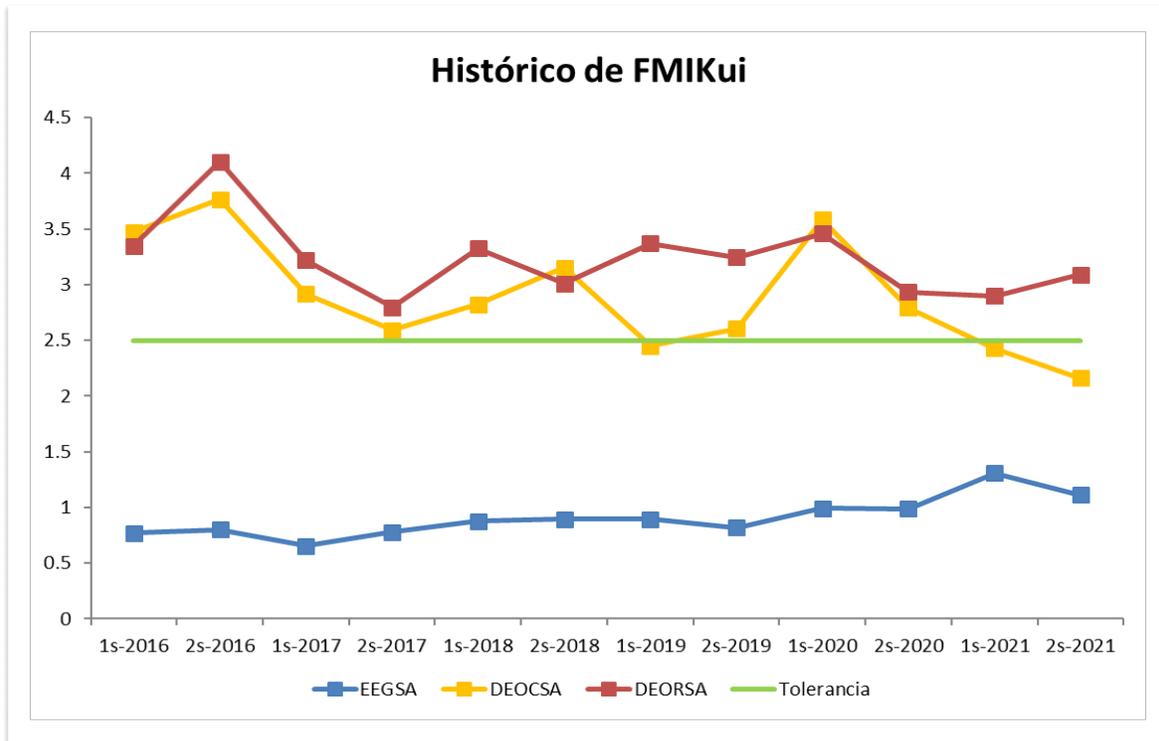
La calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales:

- Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)
- Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

3.2.4. Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK):

Este índice mide la frecuencia media de interrupción por kVA, es decir, representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción del servicio. A continuación, se presenta la evolución de los índices que indica la normativa que deben ser evaluados:

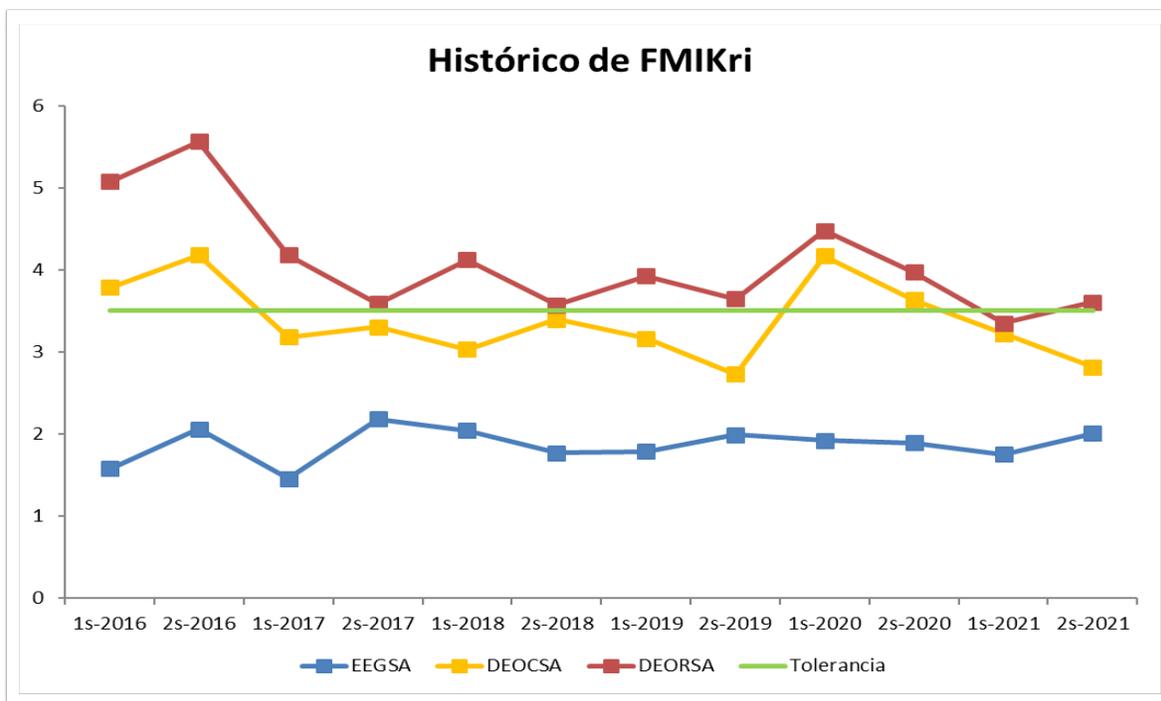
Gráfica 39A. Histórico de Frecuencia Media de Interrupción por KVA urbano interno



Fuente: Información regulatoria

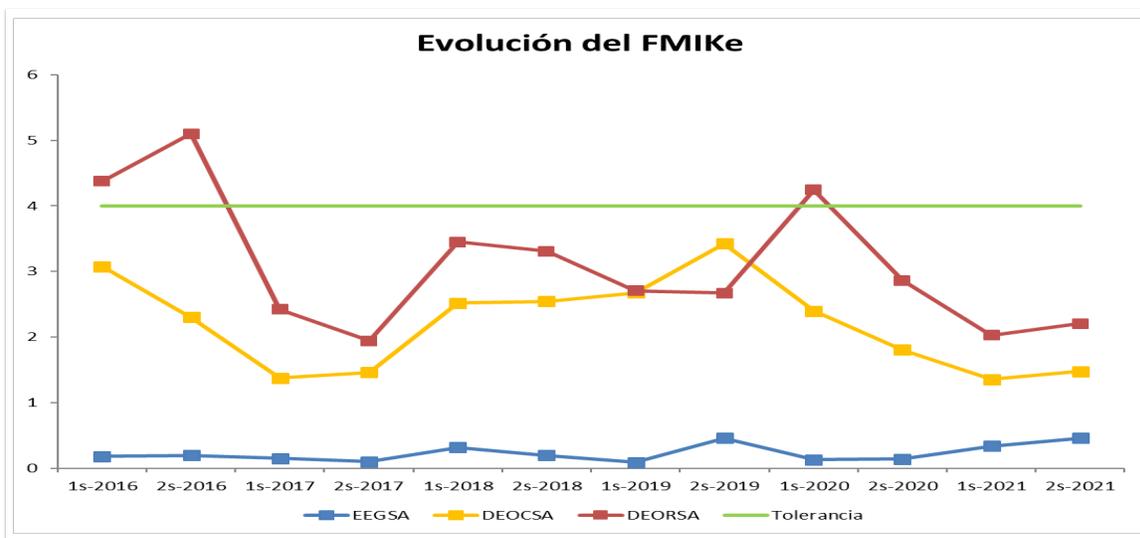


Gráfica 40A. Histórico de Frecuencia Media de Interrupción por KVA rural interno



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 41A. Histórico de Frecuencia Media de Interrupción por KVA externo

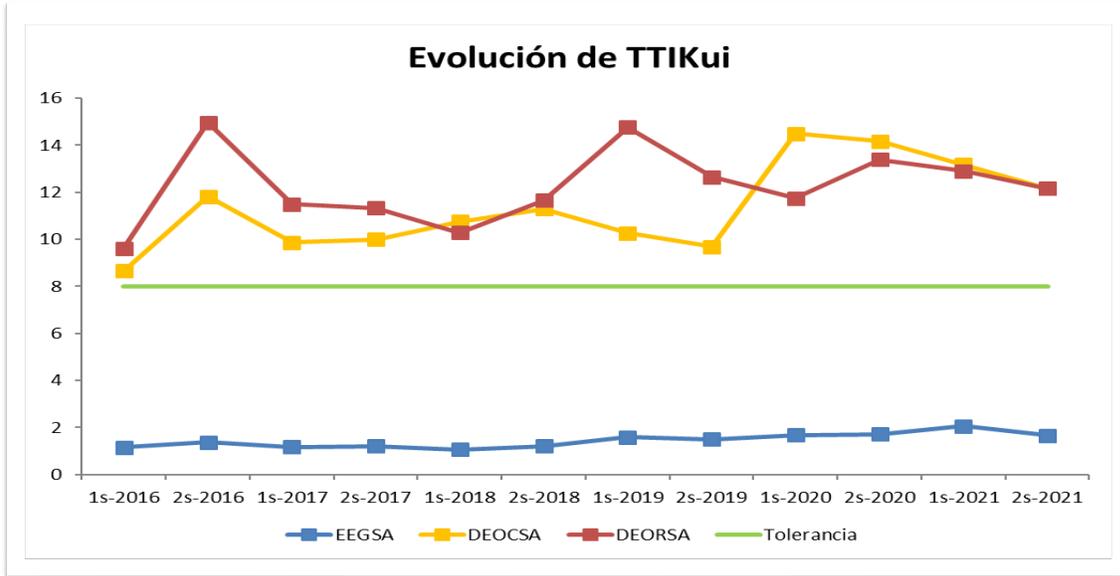


Fuente: Información regulatoria

3.2.5. Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

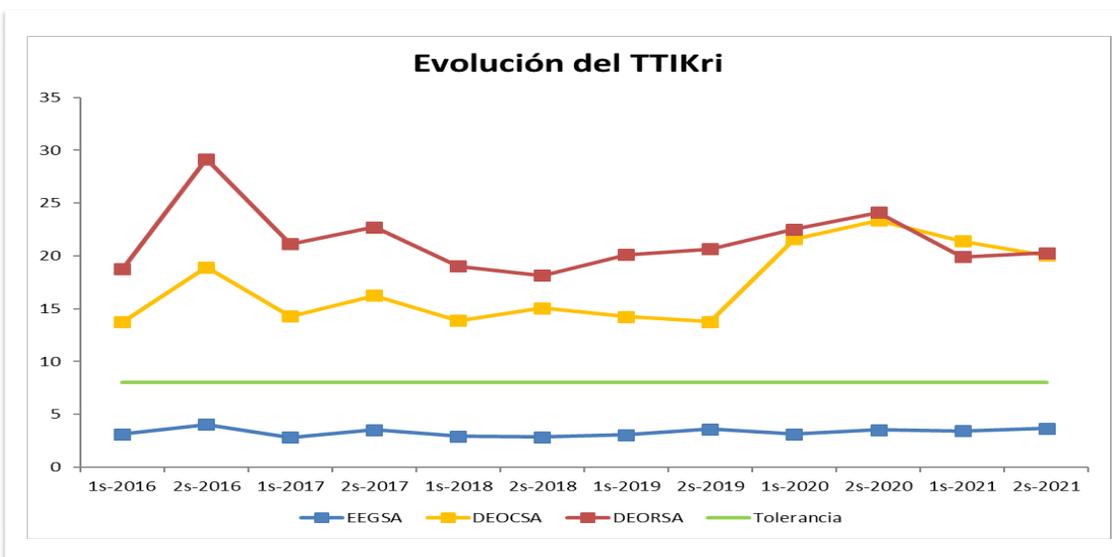
Este indicador señala el tiempo total en horas en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio. A continuación, las gráficas detallan la evolución de los indicadores que señala la normativa:

Gráfica 42A. Histórico de Tiempo Total de Interrupción por KVA urbano interno



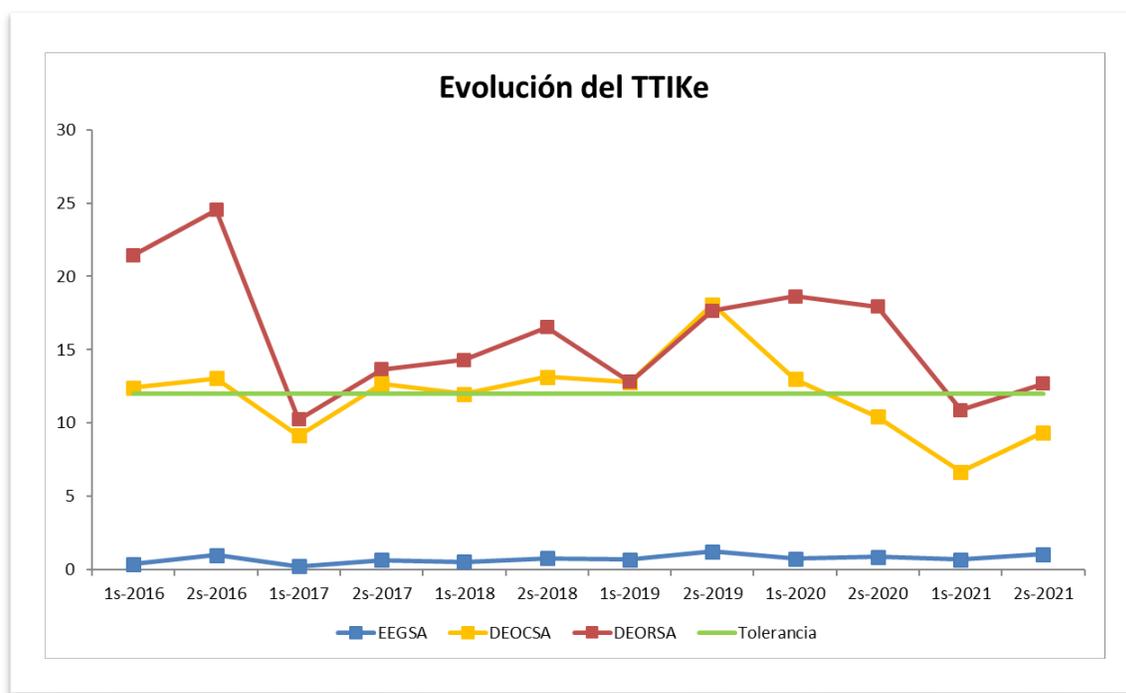
Fuente: Información regulatoria

Gráfica 43A. Histórico de Tiempo Total de Interrupción por KVA rural interno



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 44A. Histórico de Tiempo Total de Interrupción por KVA externo



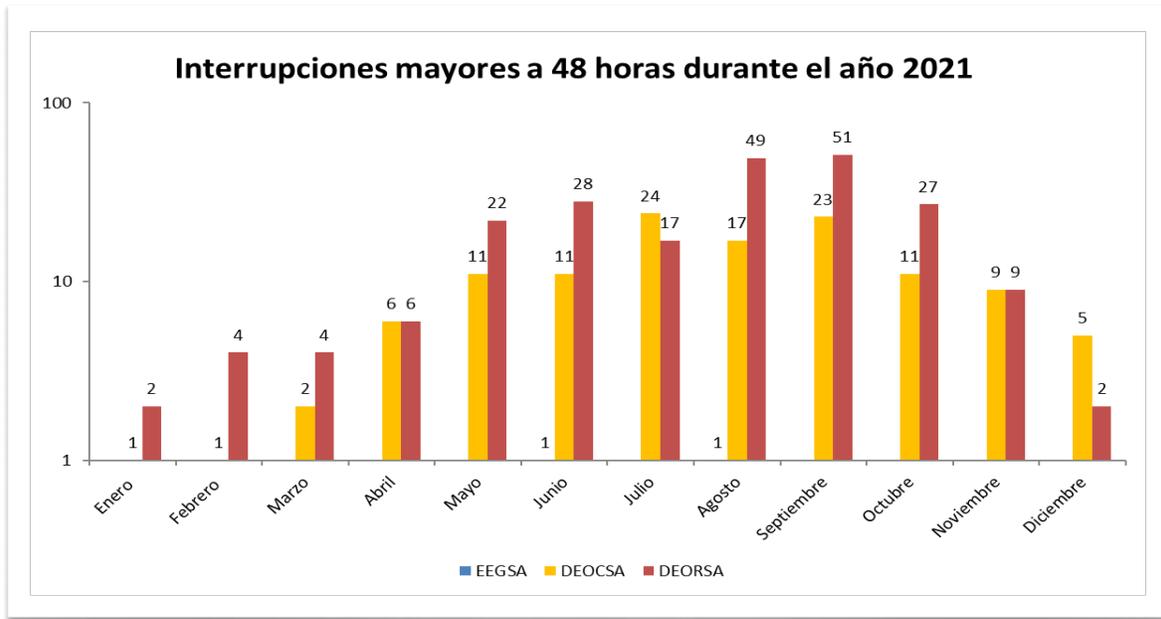
Fuente: Información regulatoria

Las gráficas muestran que el indicador supera las tolerancias establecidas, tanto para los usuarios urbanos como para rurales, siendo estos últimos los que tienen indicadores más alejados de los límites normativos; muestran también que esas tolerancias son excedidas por parte de DEOCSA y DEORSA, mientras que para el caso de EEGSA el indicador se encuentra dentro de tolerancia y muy lejano de acercarse a ella.

3.2.6. Fallas de larga duración

Durante el año 2021, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante aplicación de la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico, obtuvo los registros de fallas de larga duración (duración mayor a 48 horas) ocurridas en las redes de distribución. La cantidad de este tipo de fallas durante los meses de 2021 se presenta en la siguiente gráfica:

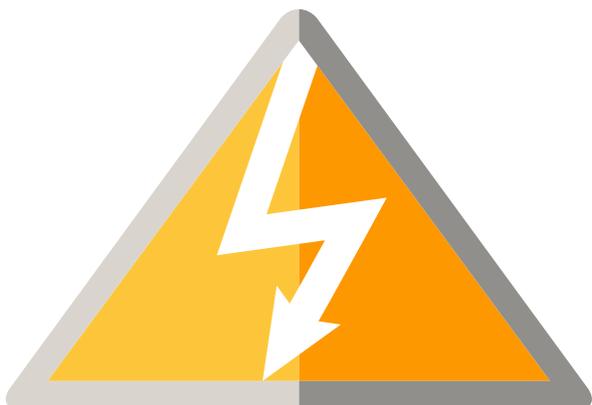
Gráfica 45A. Cantidad de interrupciones mayores a 48 horas por mes durante el año 2021



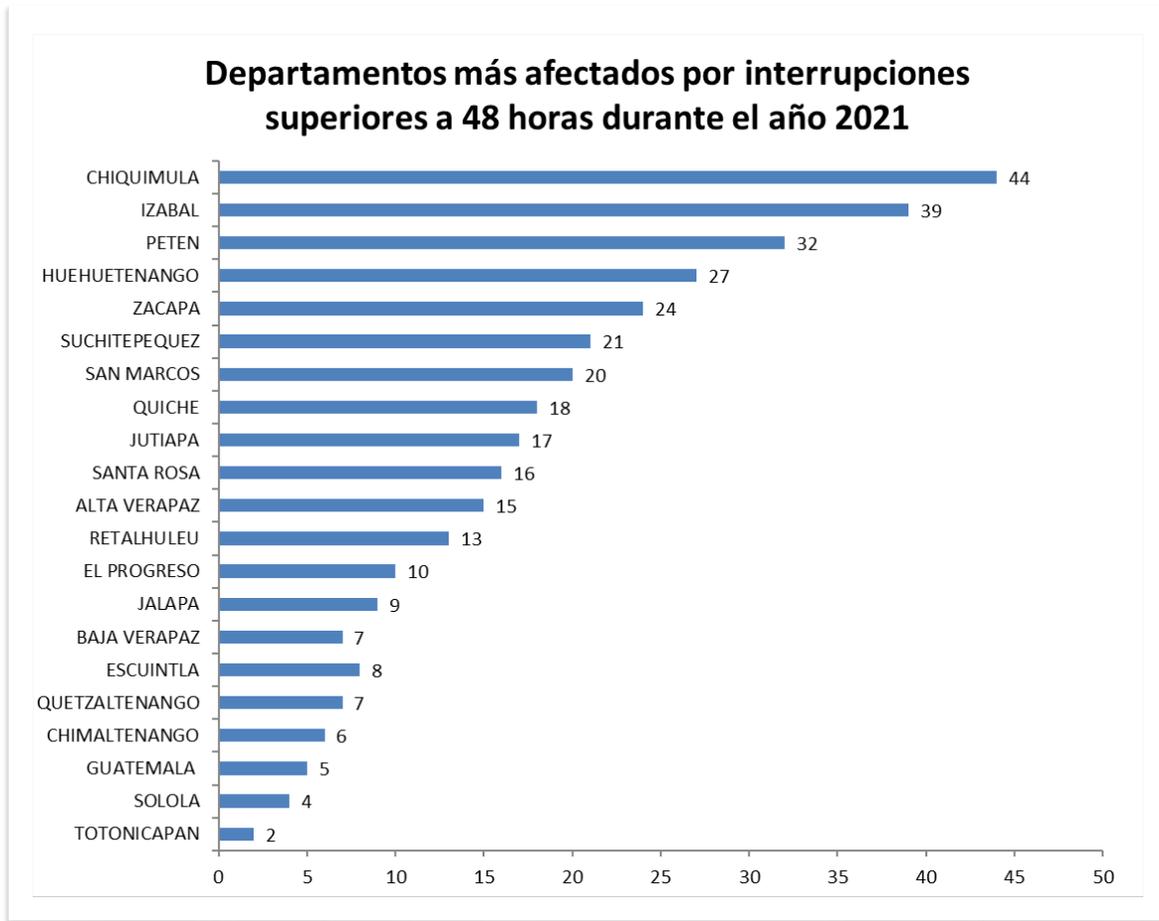
Fuente: Información regulatoria

El gráfico presenta un incremento en la cantidad de fallas de larga duración en los meses de mayo a septiembre de 2021 en las redes de DEORSA y DEOCSA; en el mes de octubre DEORSA mantuvo un alto número de este tipo de fallas respecto a DEOCSA, afectando drásticamente a los usuarios regulados y no regulados conectados a dichas redes.

A continuación, la gráfica presenta la cantidad de interrupciones de larga duración por departamento:



Gráfica 46A. Departamentos que fueron afectados por interrupciones superiores a 48 horas durante el año 2021



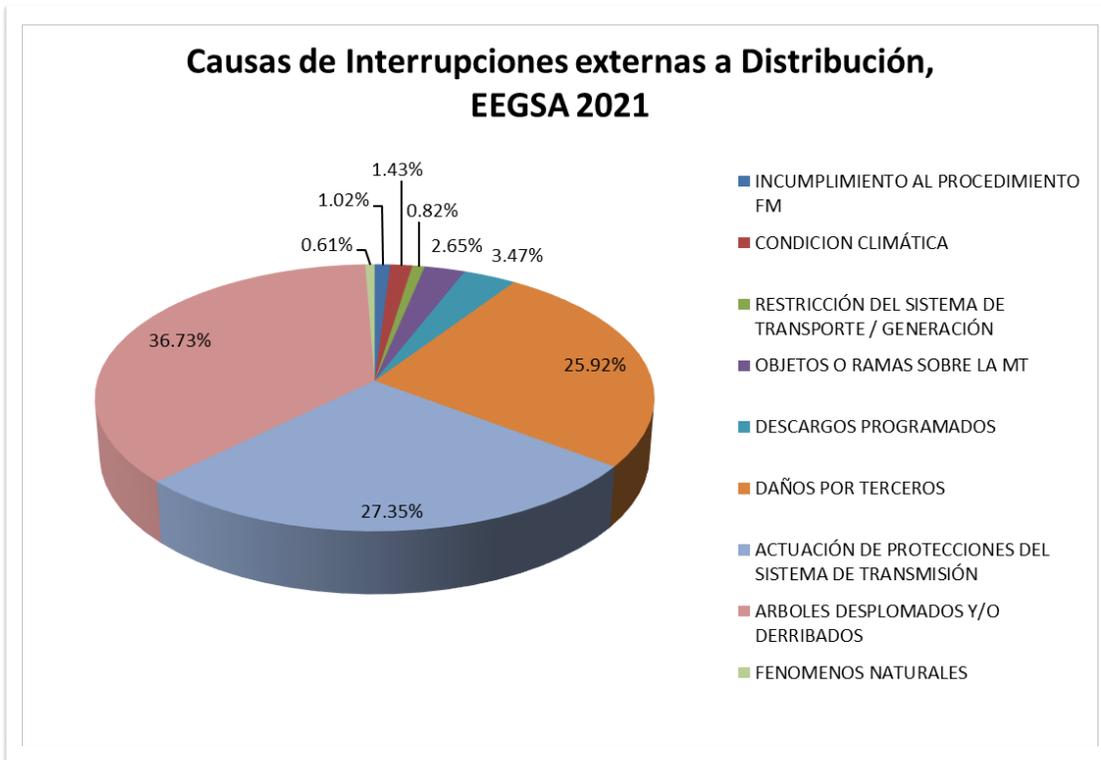
Fuente: Información regulatoria

El gráfico permite identificar que los departamentos más afectados por interrupciones de larga duración durante el año 2021 fueron Chiquimula, Izabal, Petén, Huehuetenango y Zacapa, mientras los menos afectados por cantidad de dichas interrupciones fueron Totonicapán, Sololá, Guatemala y Escuintla.

3.2.7. Causas de interrupciones que invocan Fuerza Mayor:

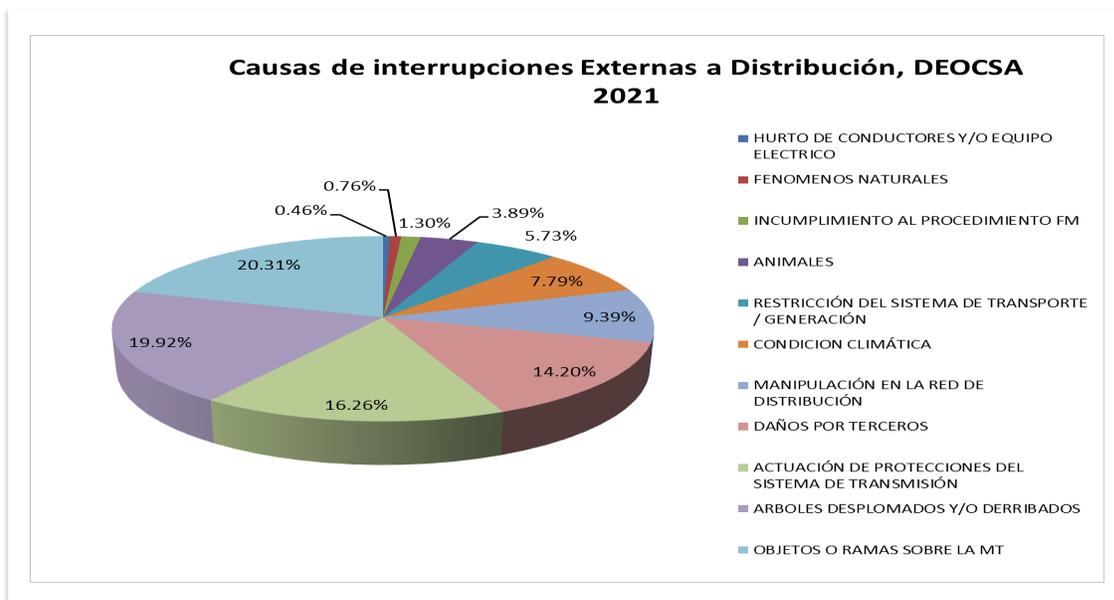
De conformidad con la Ley General de electricidad, su reglamento y las Normas Técnicas emitidas por la CNEE, se realizó la evaluación de interrupciones invocadas por las distribuidoras como Fuerza Mayor; dentro de las causas asociadas a dichas interrupciones se encuentran: objetos o ramas sobre la red de Media Tensión, árboles desplomados y/o derribados, actuación de protecciones del sistema de transporte, entre otros. La siguiente gráfica presenta la cantidad porcentual de dichas causas invocadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA:

Gráfica 47A. Causas de interrupciones invocadas por EEGSA como Fuerza Mayor



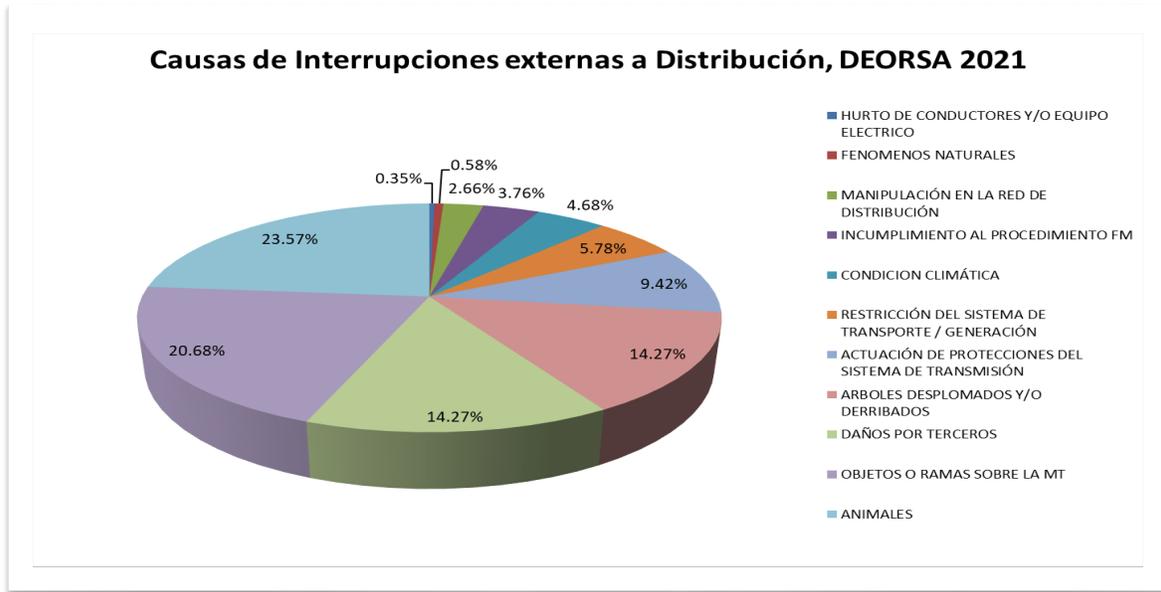
Fuente: Información regulatoria

Gráfica 48A. Causas de interrupciones invocadas por DEOCSA como Fuerza Mayor



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 49A. Causas de interrupciones invocadas por DEORSA como Fuerza Mayor



Fuente: Información regulatoria

3.3. Calidad del Servicio Comercial

La Calidad Comercial, según el artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se refiere a la atención al consumidor en sus gestiones, atención de reclamos y facturación de los usuarios; además, las Normas Técnicas del Servicio de Distribución indican que la medición de la Calidad Comercial tiene por objeto “garantizar que el Distribuidor preste al Usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos”. A continuación, se presenta la información correspondiente al año 2021 organizada en 2 bloques: Indicadores de Calidad Comercial y Actividades de Campo.

Indicadores de Calidad Comercial

Los indicadores de calidad comercial según la normativa son los siguientes:



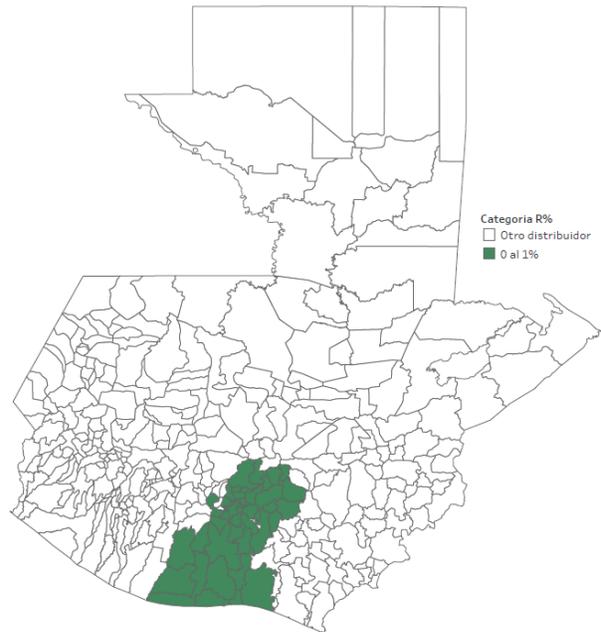
Porcentaje de Reclamos

- Tiempo promedio de procesamiento de Reclamos
- Verificación de Medidores
- Notificación de Interrupciones Programadas
- Solicitudes de Servicios Nuevos sin Modificación de Red
- Solicitudes de Servicios Nuevos con Modificación de Red
- Reconexiones
- Facturación Errónea

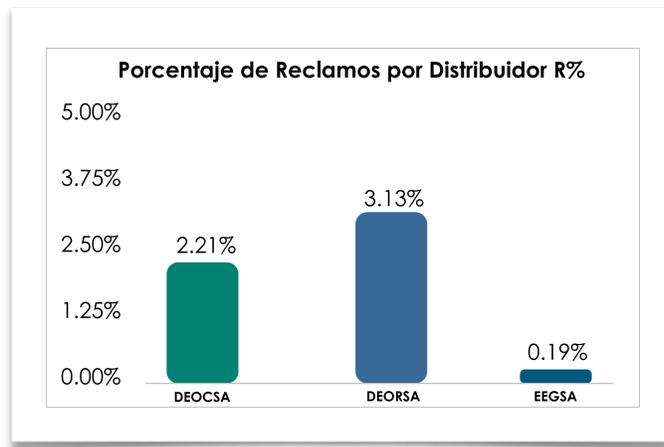


3.3.1. Porcentaje de Reclamos -R%-

Este indicador mide la cantidad de usuarios que reclamaron durante un semestre determinado con relación a la cantidad de usuarios de cada distribuidor; para su cálculo es necesario contar con el total de reclamos del semestre y el total de usuarios al final del semestre; el porcentaje máximo admitido (tolerancia) es del 5%. La siguiente gráfica presenta los resultados del indicador R% por distribuidora para el segundo semestre 2021:

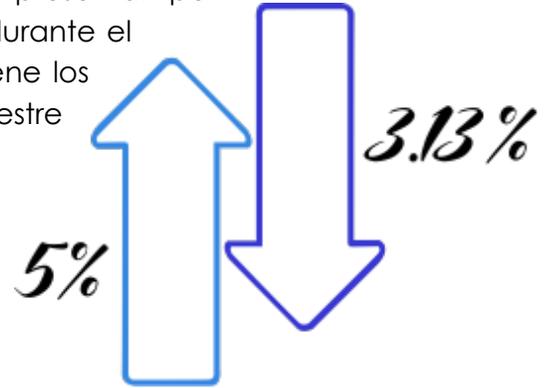


Gráfica 50A. Porcentaje de Reclamos por Distribuidor al segundo semestre 2021



Fuente: Información regulatoria del Distribuidor

Como se observa en la gráfica, los tres distribuidores presentan porcentajes de reclamos recibidos por debajo del 5% durante el segundo semestre de 2021, siendo DEORSA quien tiene los porcentajes más altos con 3.13% en el segundo semestre 2021.



Las siguientes ilustraciones presentan en un mapa para EEGSA, DEORSA y DEOC SA, el porcentaje de reclamos recibidos por municipio para el segundo semestre 2021:

Ilustración 10A. Porcentaje de Reclamos de EEGSA por municipio al segundo semestre 2021

Fuente: Información regulatoria

La Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. no presentó incumplimiento al Porcentaje de Reclamos en los municipios **que tiene concesión.**

Ilustración 11A. Porcentaje de Reclamos de DEOCSA por municipio al 2do. Semestre 2021.

Fuente: Información regulatoria

Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A. presenta incumplimiento al Porcentaje de Reclamos en los siguientes municipios: **Santa María de Jesús Champerico**

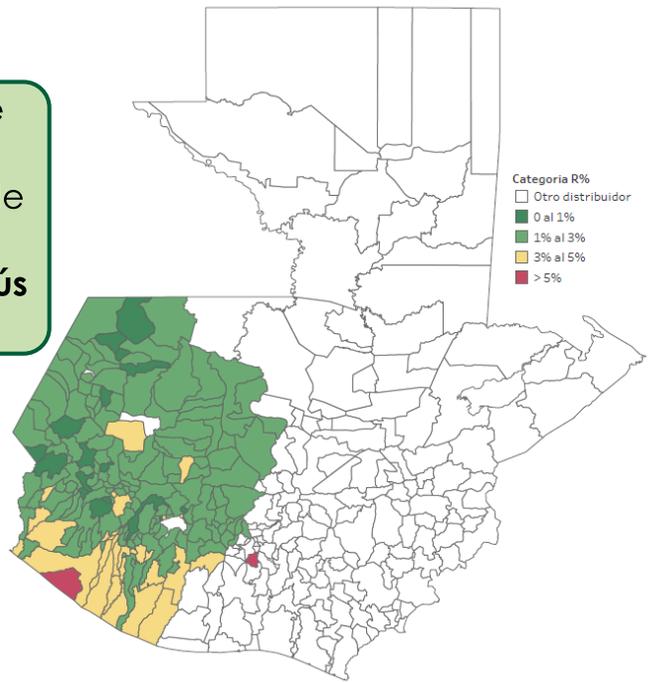
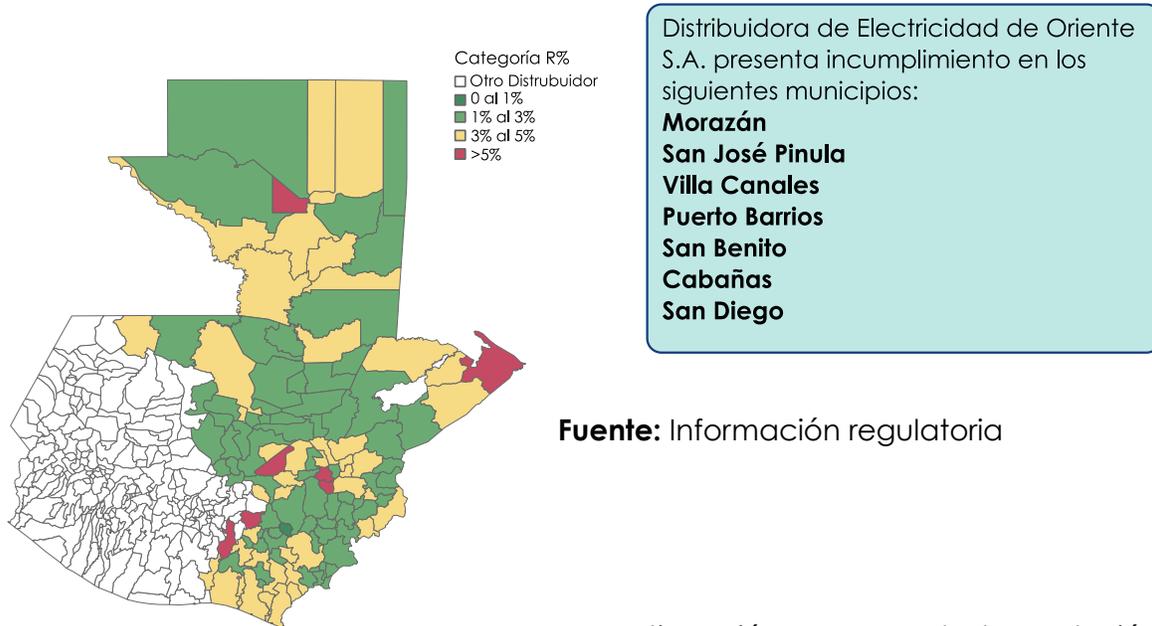


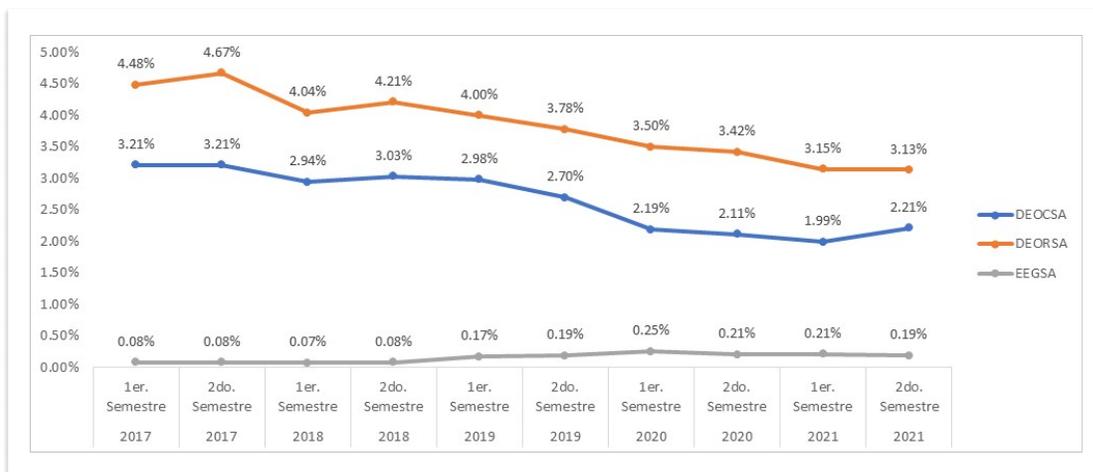
Ilustración 12A. Porcentaje de Reclamos de DEORSA por municipio al segundo semestre 2021



Fuente: Información regulatoria

A continuación, se presenta la evolución histórica anual del indicador R% para el período 2016 a 2021:

Gráfica 51A. Porcentaje de Reclamos por Distribuidor 2017-2021



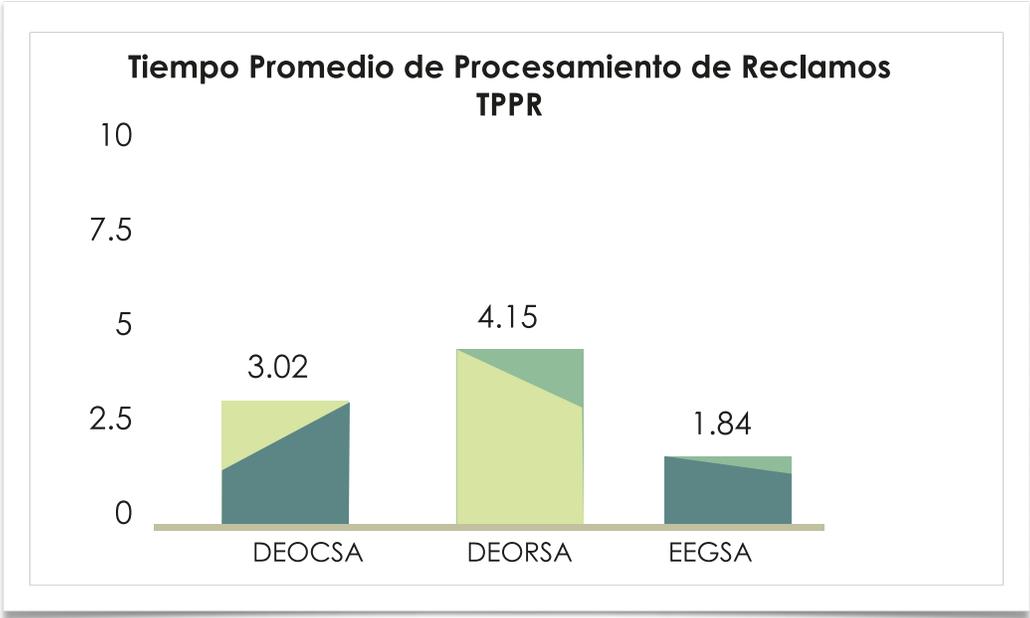
Fuente: Información regulatoria

3.3.2. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos -TPPR-

El indicador del tiempo promedio de procesamiento de reclamos mide el promedio de días que utilizó el distribuidor para resolver el total de reclamos de un se-

mestre. Para su cálculo es necesario conocer el total de reclamos del semestre y la sumatoria de todos los tiempos; el tiempo medio permitido es de 10 días. La siguiente gráfica presenta los resultados del indicador TPPR por distribuidora para el segundo semestre 2021:

Gráfica 52A. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos al segundo semestre 2021



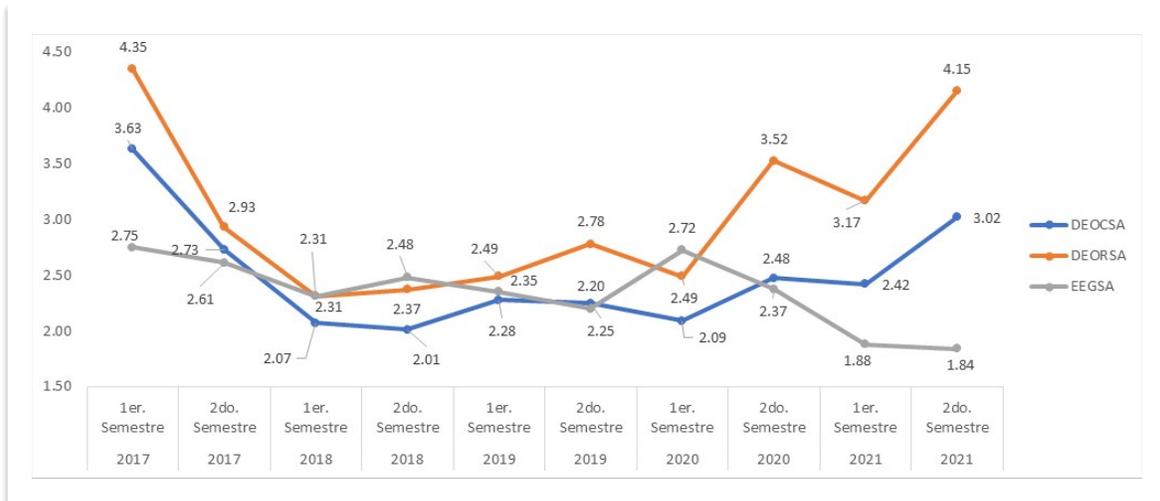
Fuente: Información regulatoria

Derivado de la fiscalización de este indicador se determinó que DEOCSA, DEORSA y EEGSA tienen para el segundo semestre 2021 un promedio de días de resolución por debajo de los 10 días, siendo DEORSA quien tiene los tiempos promedio más altos con 4.15 días.

A continuación, se presenta la evolución histórica anual del indicador TPPR para el período 2017 a 2021:



Gráfica 53A. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos por Distribuidor 2017-2021

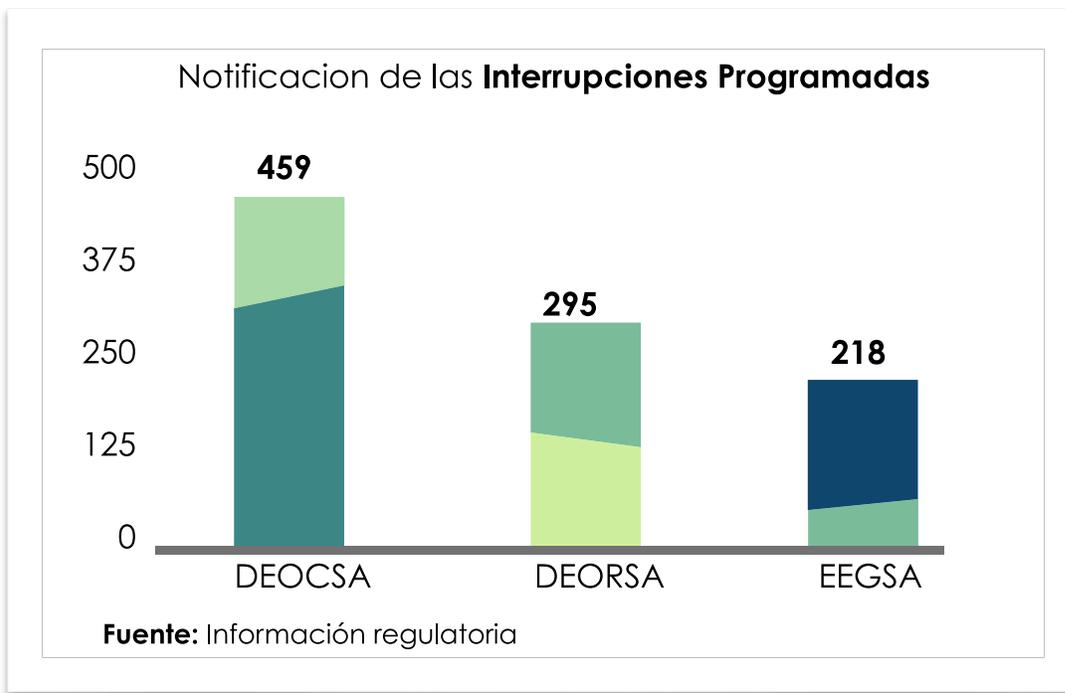


Fuente: Información regulatoria

3.3.3. Notificación de las Interrupciones Programadas

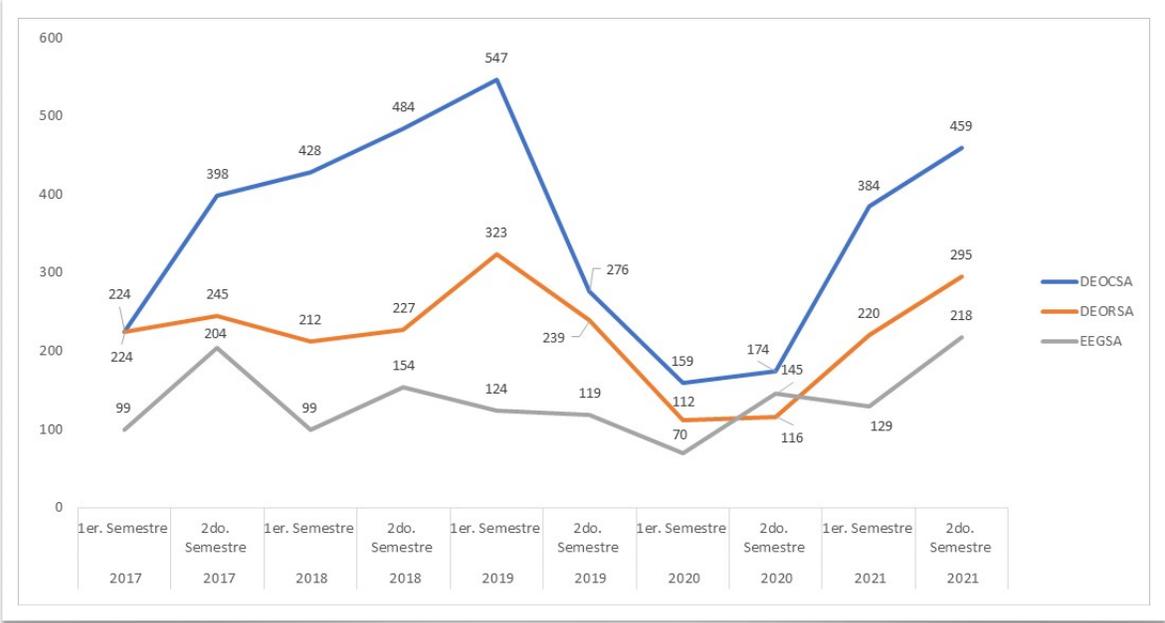
Las distribuidoras deben informar a sus usuarios a través de una publicación en prensa y/o en un medio informativo local las interrupciones del servicio que se vayan a presentar de manera planificada en su red. La siguiente gráfica presenta la cantidad de interrupciones programadas durante el segundo semestre 2021:

Gráfica 54A. Interrupciones Programadas al segundo semestre 2021



En el segundo semestre 2021, DEOCSA, DEORSA y EEGSA realizaron 972 interrupciones programadas del servicio en diferentes municipios y departamentos del país, las cuales fueron publicadas en un diario de mayor circulación del país y en radio a través de noticieros. La evolución histórica anual de las interrupciones programadas de los distribuidores para el período 2016 a 2021 se presenta a continuación:

Gráfica 55A. Interrupciones Programadas por Distribuidor 2016 – 2021



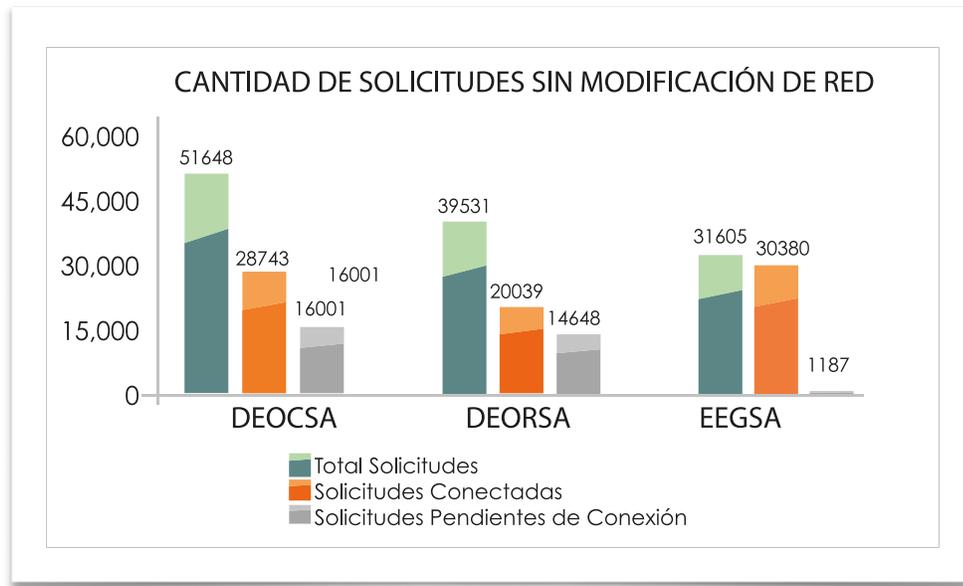
Fuente: Información regulatoria

3.3.4. Solicitudes de Servicios Nuevos sin y con Modificación de Red

3.3.4.1. Solicitud de Servicios Nuevos Sin Modificación de Red

Este indicador mide individualmente los plazos de atención de las solicitudes de servicios nuevos con base al Artículo 68 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que establece un plazo de 28 días para que la solicitud sea atendida cuando no requiere ninguna modificación. A continuación, el resultado de la evaluación realizada:

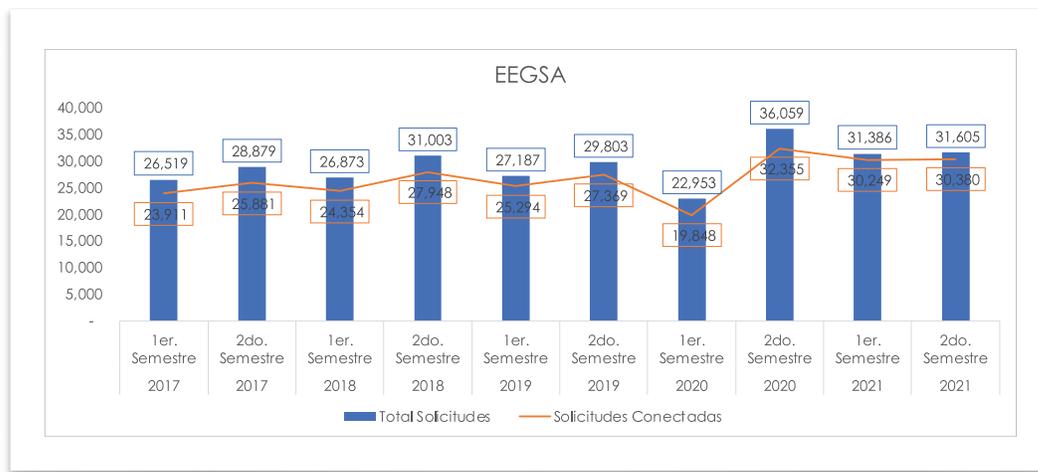
Gráfica 56A. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red al segundo semestre 2021



Fuente: Información regulatoria

La gráfica muestra que en el segundo semestre de 2021, los distribuidores reportaron un total de 230,708 solicitudes de servicios nuevos recibidos de las cuales reportaron la conexión de 156,265 y reportaron 52,840 pendientes de conexión en las que la CNEE ha requerido su conexión. La evolución histórica de las solicitudes de servicio nuevo sin modificación de red recibidas por los distribuidores para el período 2016 a 2021 se presenta a continuación para cada distribuidora:

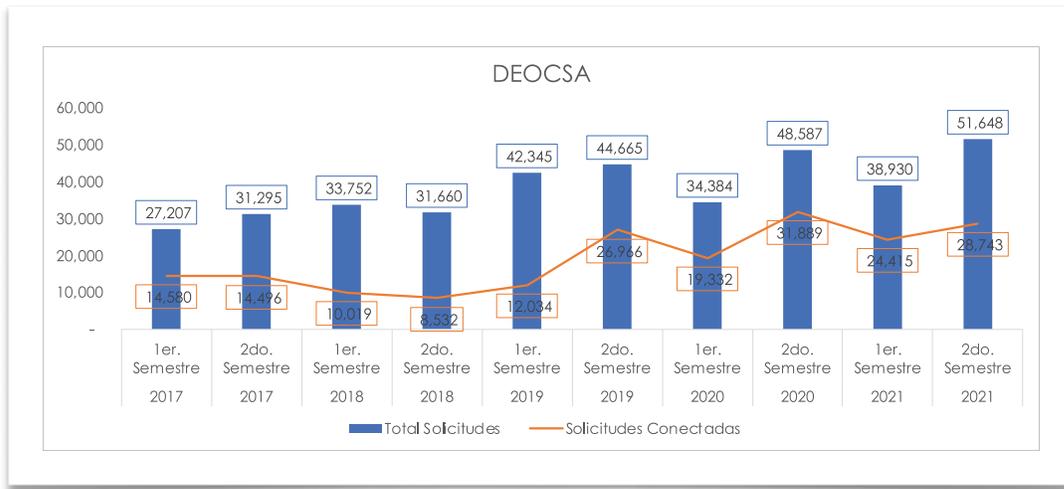
Gráfica 57A. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red 2017 – 2021



EEGSA

Fuente: Información regulatoria

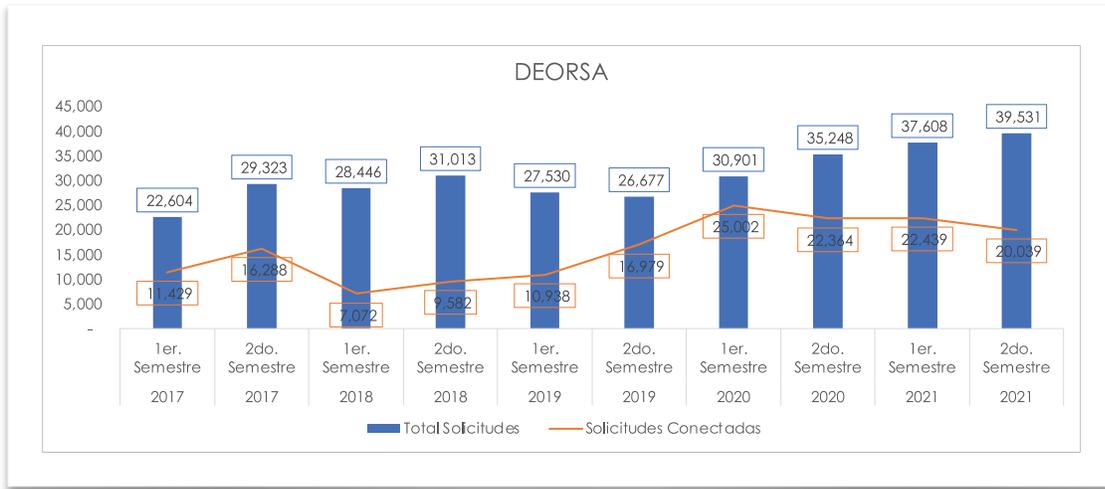
Gráfica 58A. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red 2017 – 2021



DEOCSA

Fuente: Información regulatoria

Gráfica 59A. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red 2017 – 2021



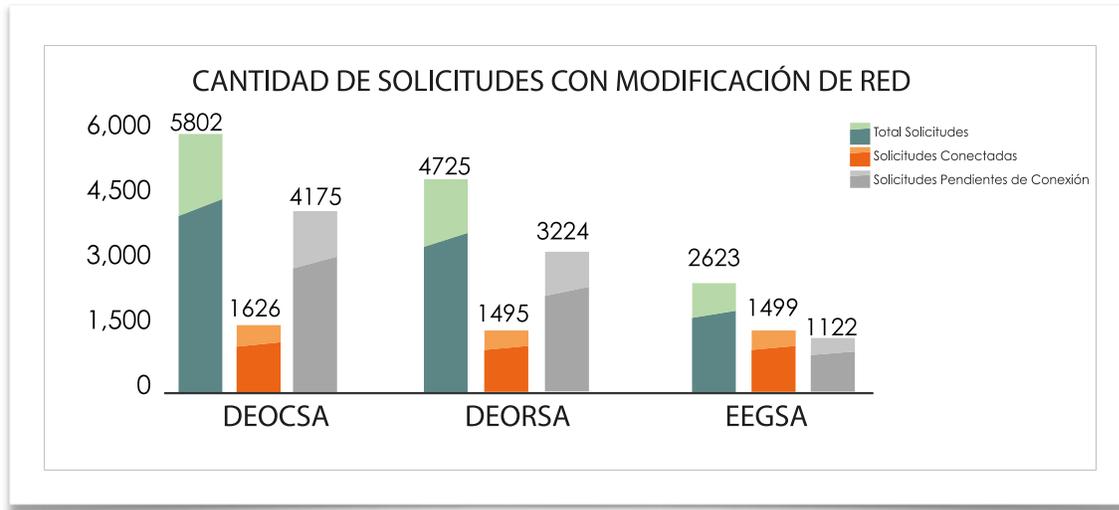
Fuente: Información regulatoria

3.3.4.2. Solicitud de Servicios Nuevos Con Modificación de Red

Este indicador mide individualmente los plazos de atención de las solicitudes de servicios nuevos con base al Artículo 68 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que establece el plazo de tres meses para que la solicitud sea atendida cuando requiere modificación de la red. A continuación, el resultado de la evaluación realizada:

DEORSA

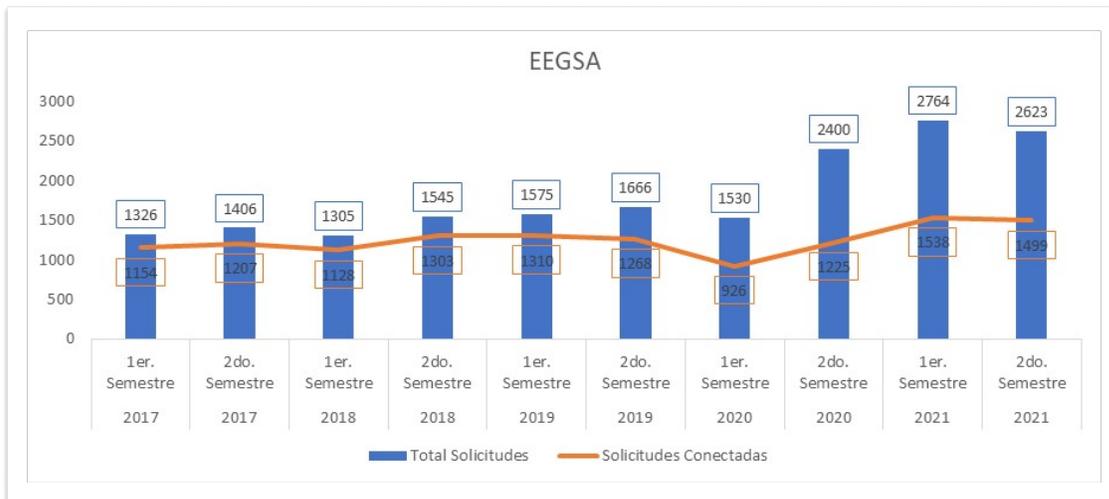
Gráfica 60A. Solicitudes de Servicio Nuevo con Modificación de Red al segundo semestre 2021



Fuente: Información regulatoria

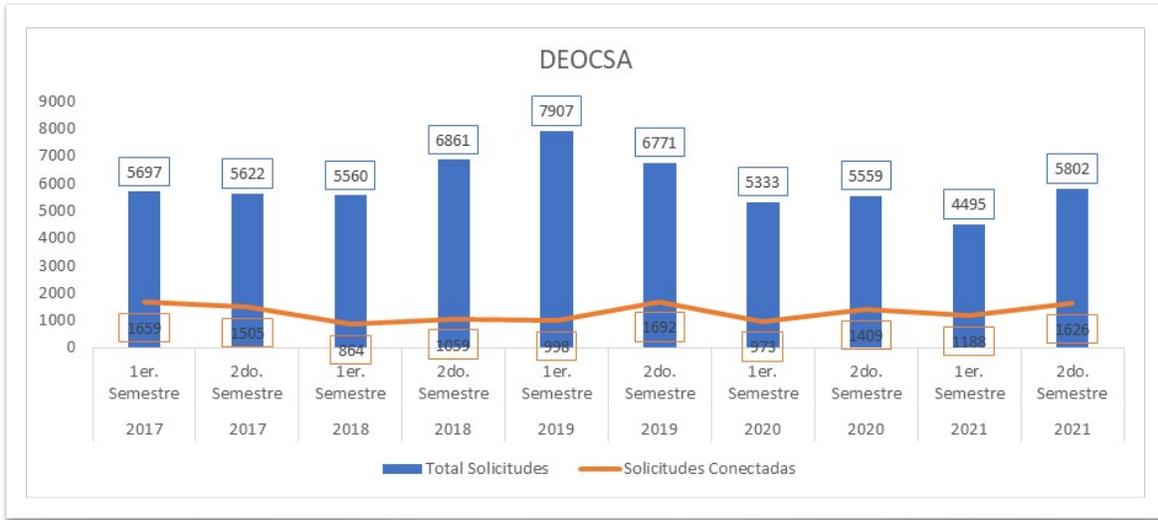
Los datos anteriores muestran que durante el segundo semestre 2021, los distribuidores reportaron un total de 23,943 solicitudes de servicios nuevos recibidas de las cuales reportaron la conexión de 8,414 y reportaron 15,518 pendientes de conexión de las cuales la CNEE ha requerido su conexión. La evolución histórica de las solicitudes de servicio nuevo con modificación de red recibidas por los distribuidores para el período 2016 a 2021 se presenta a continuación para cada distribuidor:

Gráfica 61A. Solicitudes de Servicio Nuevo con Modificación de Red 2017 – 2021



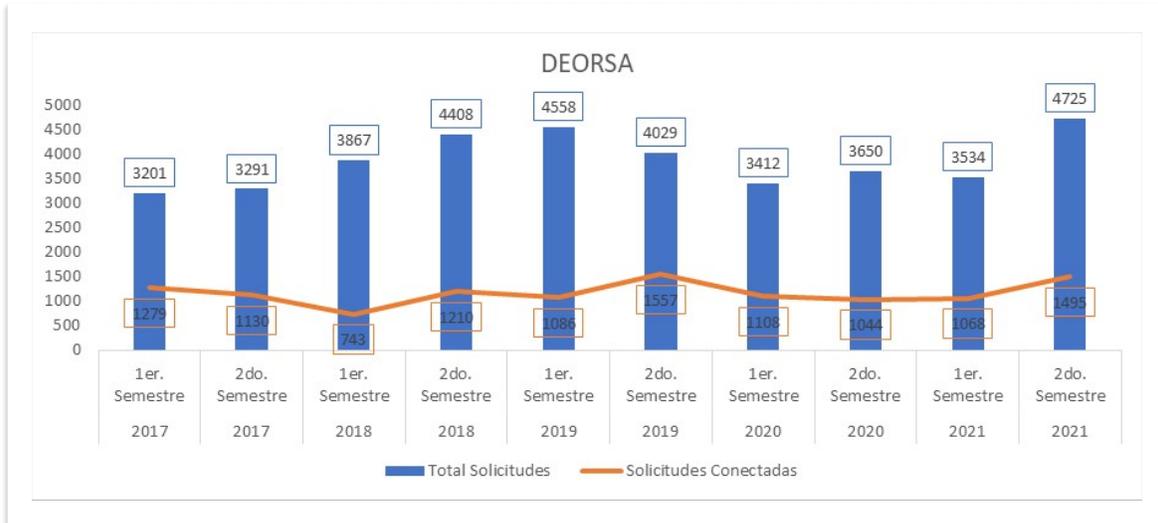
Fuente: Información regulatoria

Gráfica 62A. Solicitudes de Servicio Nuevo con Modificación de Red 2017 – 2021



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 63A. Solicitudes de Servicio Nuevo con Modificación de Red 2017 – 2021

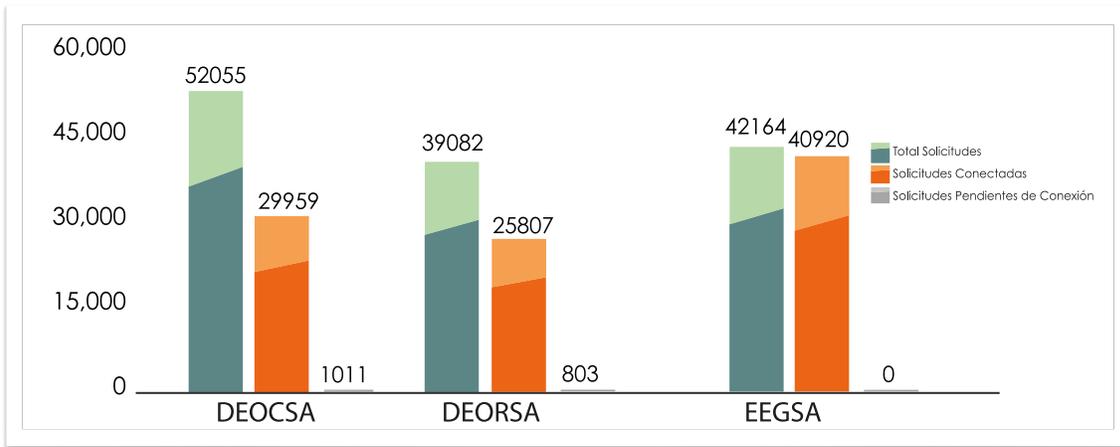


Fuente: Información regulatoria

3.3.5. Reconexiones

El indicador de reconexiones mide los plazos de atención de las reinstalaciones del servicio derivadas de cortes por falta de pago o por alterar las condiciones del suministro con base al Artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que establece el plazo de 24 horas para la reconexión a partir de que el usuario realice el pago del cargo respectivo. A continuación, el resultado de la evaluación realizada:

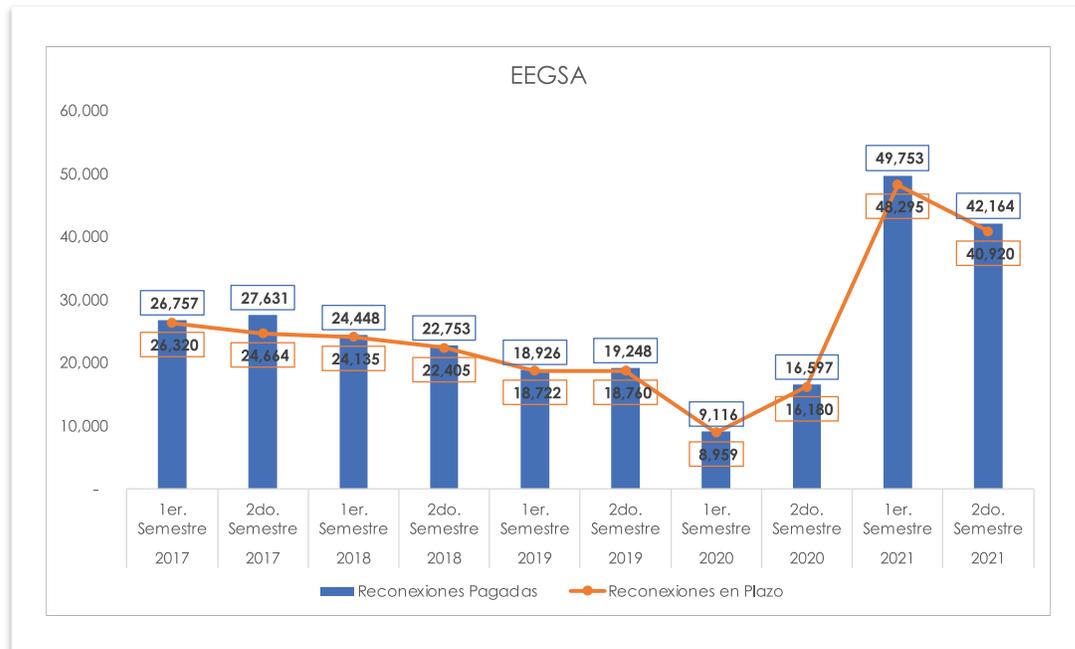
Gráfica 64A. Reconexiones al 2do Semestre 2021



Fuente: Información regulatoria

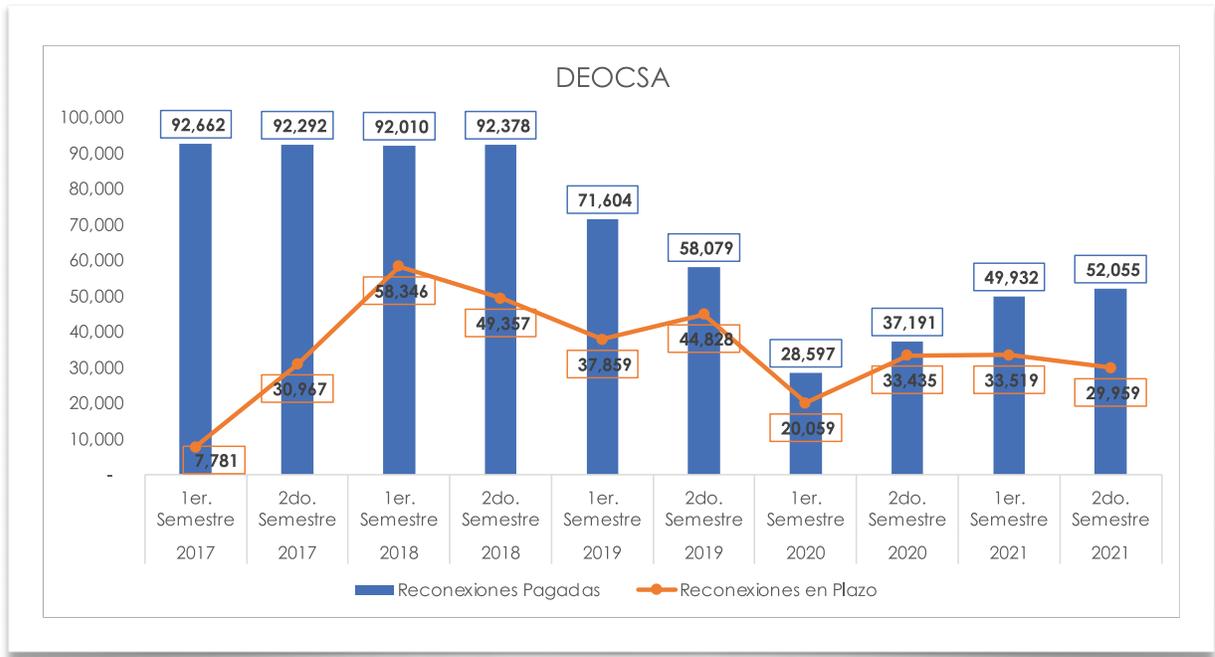
Durante el segundo semestre del año 2021, los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA realizaron 180,754 cortes de energía de los cuales 133,301 efectuaron el pago de la reconexión; fueron reconectadas dentro del plazo de 24 horas 96,686; reportaron 1,814 pendientes de conexión de los cuales las distribuidoras no han recibido el pago respectivo de los usuarios. La evolución histórica de las reconexiones realizadas por los distribuidores para el período 2016 a 2021 se presenta a continuación para cada distribuidora:

Gráfica 65A. Reconexiones 2017 – 2021



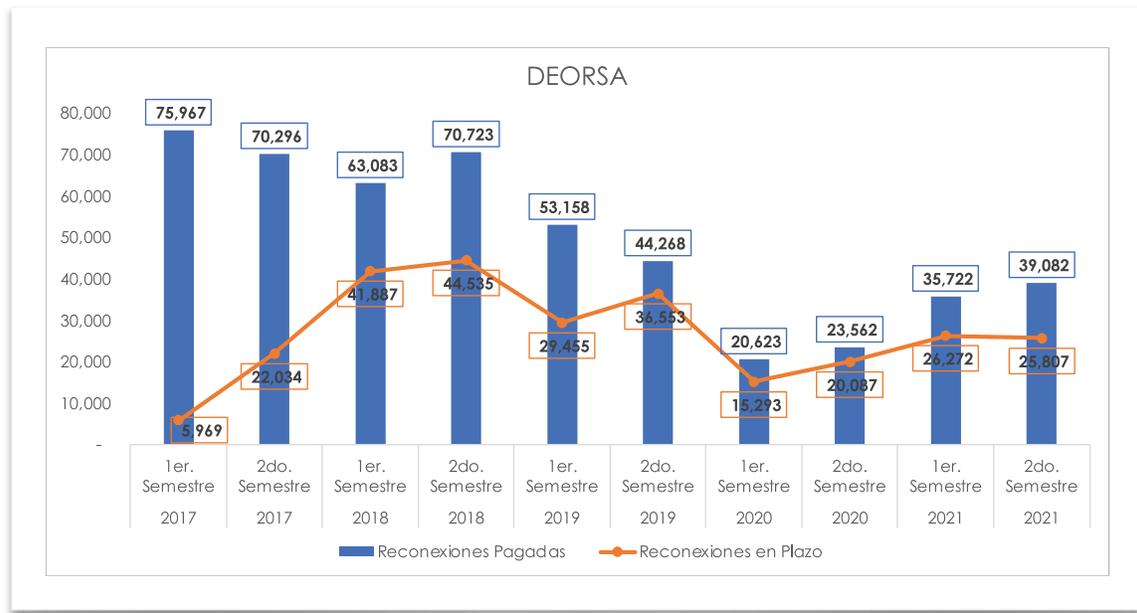
Fuente: Información regulatoria

Gráfica 66A. Reconexiones 2017 – 2021



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 67A. Reconexiones 2017 – 2021

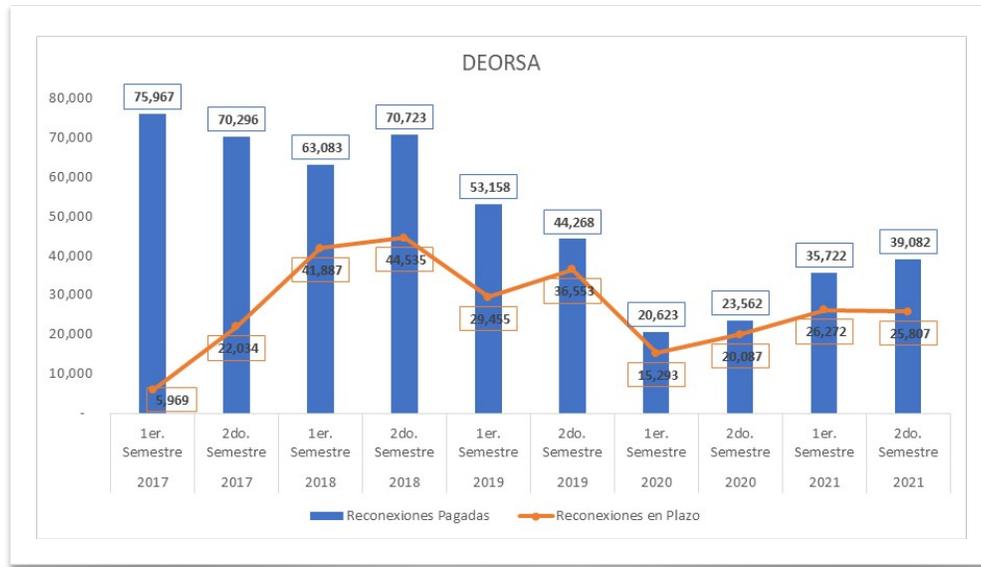


Fuente: Información regulatoria

3.3.6. Facturación Errónea

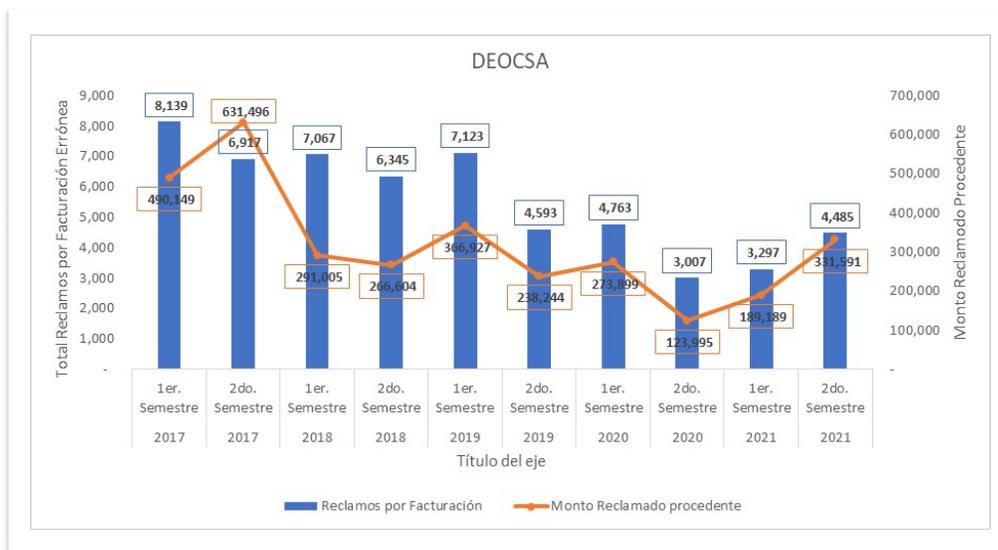
Este indicador está definido en el artículo 68 como un índice de Calidad de la Atención al Usuario. Cuando los distribuidores determinan un reclamo de facturación errónea como procedente, consecuentemente aplican una indemnización al usuario afectado. A continuación, se presenta la evolución histórica del período comprendido de 2016 a 2021:

Gráfica 68A. Facturación errónea 2017 – 2021



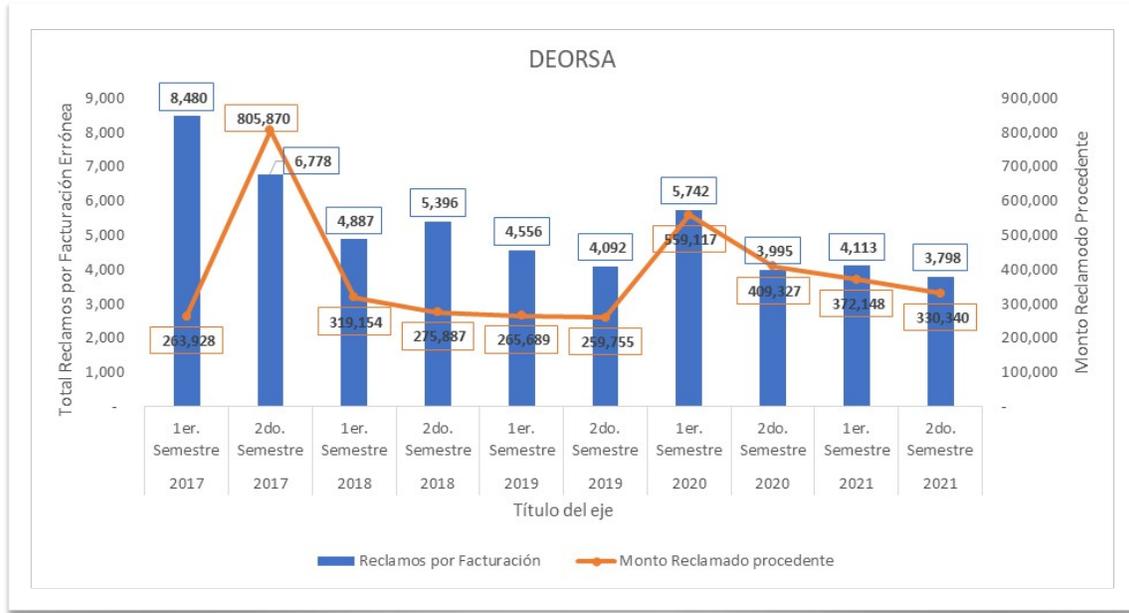
Fuente: Información regulatoria

Gráfica 69A. Facturación errónea 2017 – 2021



Fuente: Información regulatoria

Gráfica 70A. Facturación errónea 2017 – 2021



Fuente: Información regulatoria



Sección **B**



**Fiscalización de
instalaciones de
Distribución y Transporte**

4. Cumplimiento de Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones

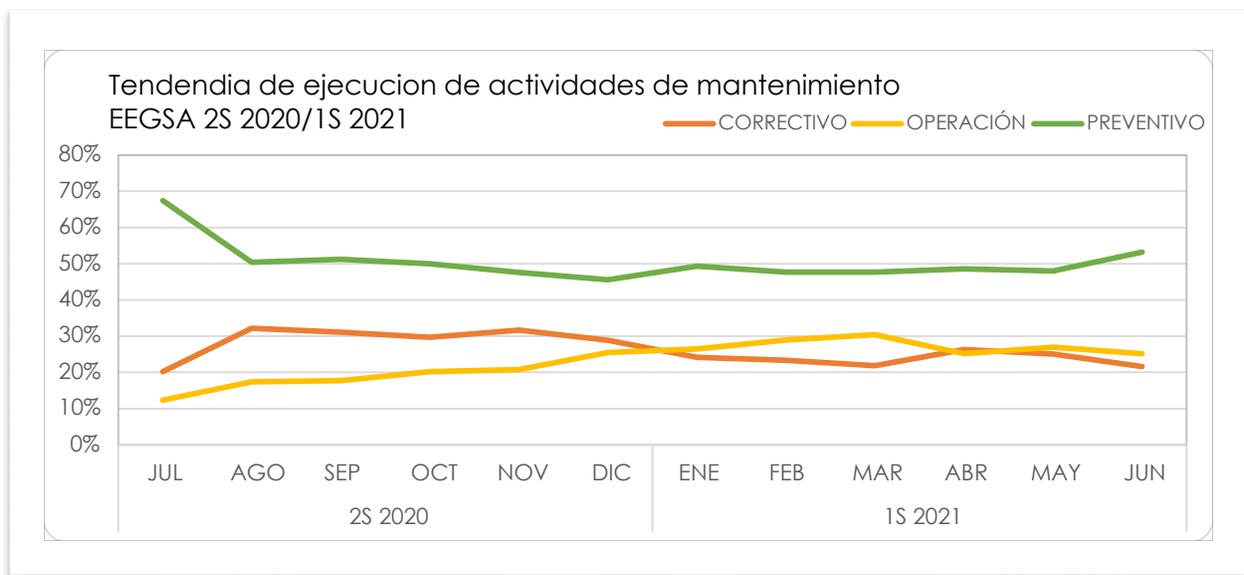
4.1. Fiscalización de las Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución –NTDOID–

Las empresas prestadoras del Servicio de Distribución Final deben cumplir con lo estipulado en la normativa vigente, tanto en lo relacionado con los parámetros de Calidad de Servicio como en lo estipulado en la Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID–, Resolución CNEE-47-99. Estas normas abarcan aspectos relacionados con la seguridad de las personas, bienes y continuidad del servicio y establece obligaciones a las distribuidoras para las actividades de diseño, operación y mantenimiento, etc.

4.1.1. Fiscalización del Sistema de Distribución por Medio de Información Regulatoria

La Comisión desarrolló procedimientos para velar por el cumplimiento de las NTDOID, requiriendo información relacionada con los mantenimientos efectuados en las instalaciones de distribución y realiza actividades de fiscalización a efecto de establecer indicadores que permitan determinar el estado de las redes de distribución y su relación con la calidad del servicio prestada.

Gráfica 1B. Actividades de mantenimiento en la red de distribución



La gráfica anterior muestra la tendencia de las actividades de operación y mantenimiento realizadas en líneas de distribución de Media Tensión reportadas por EEGSA. Dentro de las actividades reportadas se puede encontrar: aplomado de postes, anclajes, cambio de aisladores, cambio de fusible, cambio de pararrayos, mejora de tierras, entre otras. No se incluye el segundo semestre del año 2021 de EEGSA deri-

vado que el reporte de actividades ahora se realiza de acuerdo al calendario del año tarifario correspondiente (en este caso julio 2020 – junio 2021). Las distribuidoras DEOCSA y DEORSA no han remitido información a partir del segundo semestre del 2019.

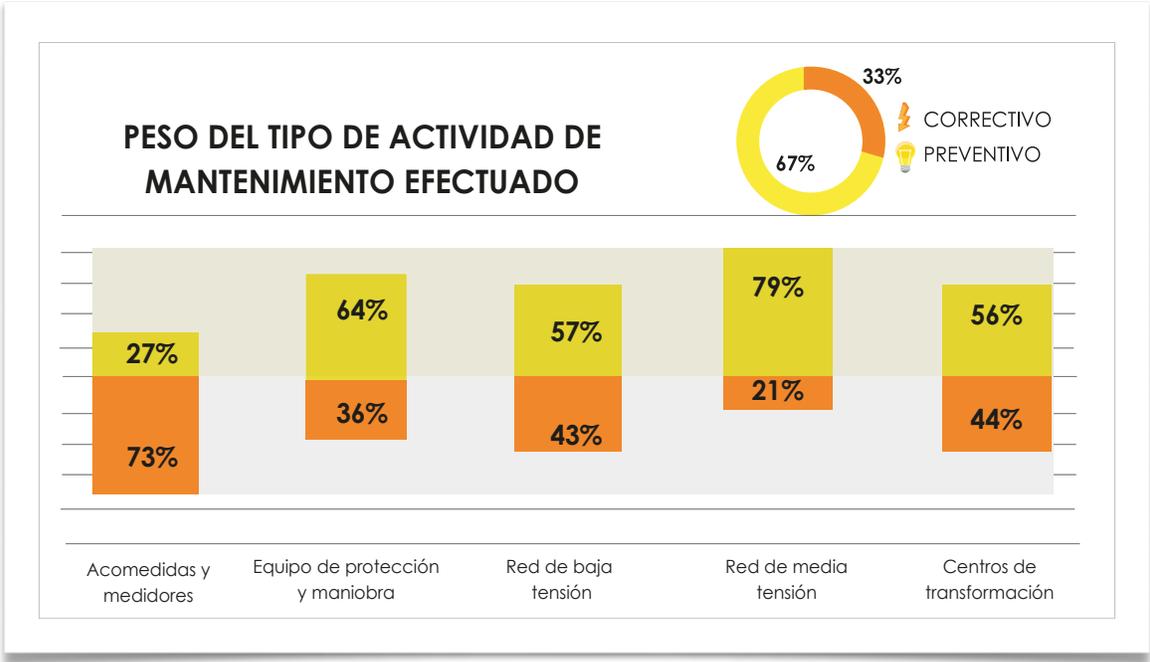
4.1.2. Monitoreo de Mantenimientos de Distribución

La CNEE realizó la fiscalización integral en las Redes de Distribución relacionada con el cumplimiento de los temas de operación y mantenimiento de la normativa NTDOID en las instalaciones de red de la Distribuidora EEGSA. Las distribuidoras DEOCSA y DEORSA no remitieron la información correspondiente al período mostrado.

4.1.3. Planes de Mantenimiento Anual de Distribución

Se presenta resumidamente la información de mantenimiento reportado por EEGSA en cumplimiento al artículo 34.3 de la norma NTDOID durante el período del segundo semestre del 2020 al primer semestre del 2021.

Gráfica 2B. Tipo de mantenimiento realizado



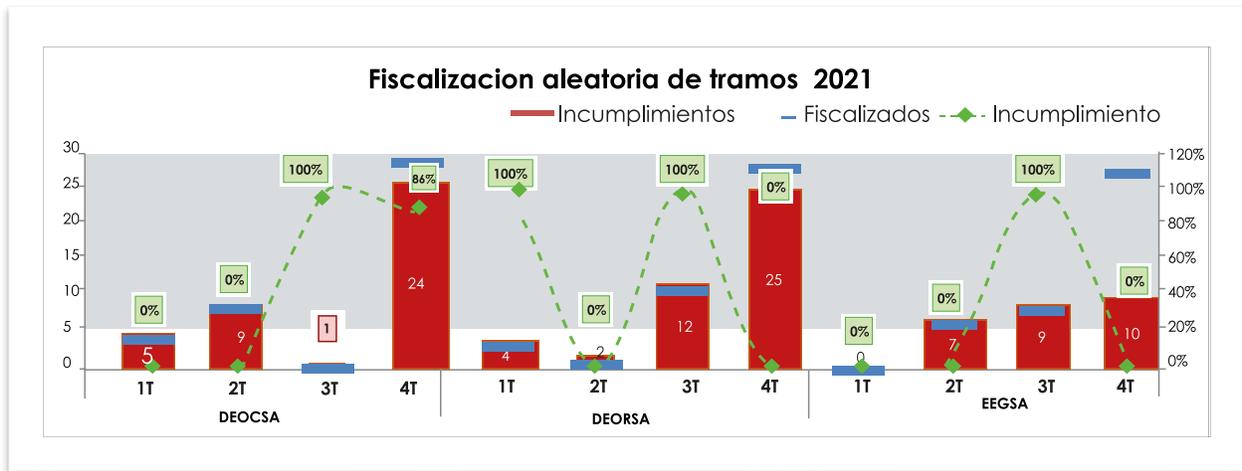
La gráfica anterior presenta información en cuanto al peso del tipo de mantenimiento que realizó EEGSA a sus redes de distribución clasificado por el tipo de equipo en la red de distribución.

4.1.4. Fiscalización Muestral del Estado de las Redes de Distribución

Con el propósito de estimar la situación de las redes, se efectuó el análisis del estado de las instalaciones de EEGSA, DEORSA y DEOCSA a través de la auditoría a una muestra aleatoria de los tramos de Media Tensión reportados por las mismas, calculando una muestra estadística con un 10% de error.

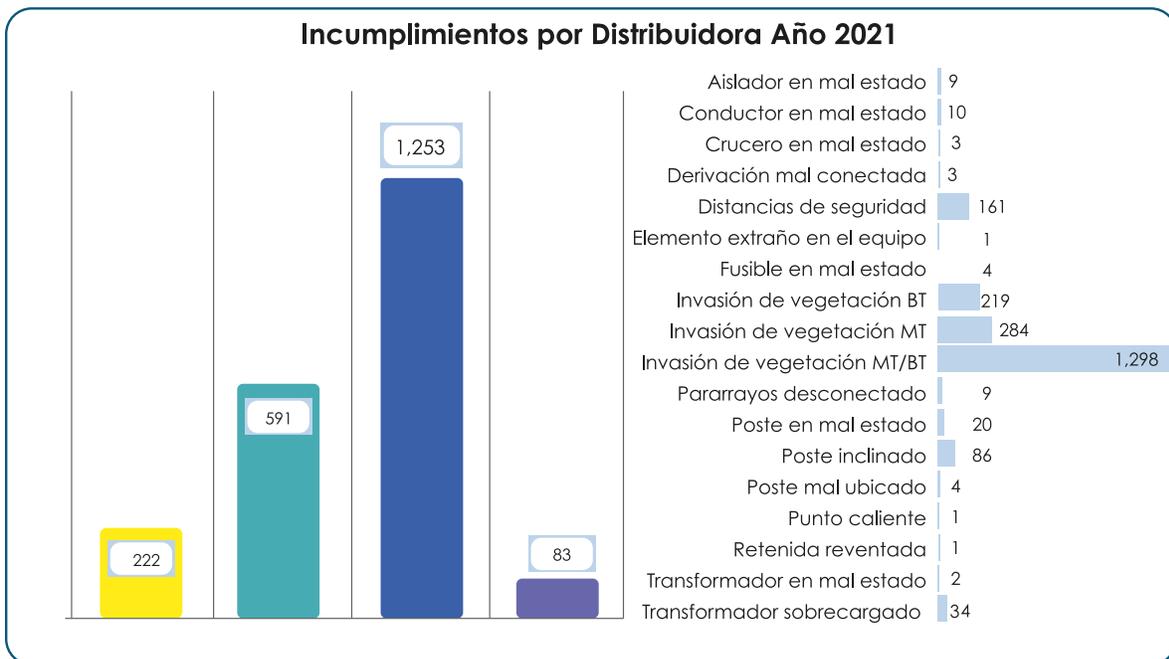
Posteriormente, se efectuó el sorteo de los tramos a auditar y fiscalizadores de la Comisión visitaron dichos tramos durante el transcurso de cada año, obteniendo resultados acumulados cada mes de diciembre. Durante la fiscalización a cada tramo, se verificó el cumplimiento a la Normativa de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), obteniendo para cada actividad efectuada una evaluación de cumplimiento por tramo de distribución en media tensión.

Gráfica 3B. Resultados de la Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución



Derivado de la situación pandémica vivida durante el 2021, no se completó la fiscalización de todos los puntos seleccionados inicialmente, por lo que no se observa una linealidad en la cantidad de puntos fiscalizados trimestralmente.

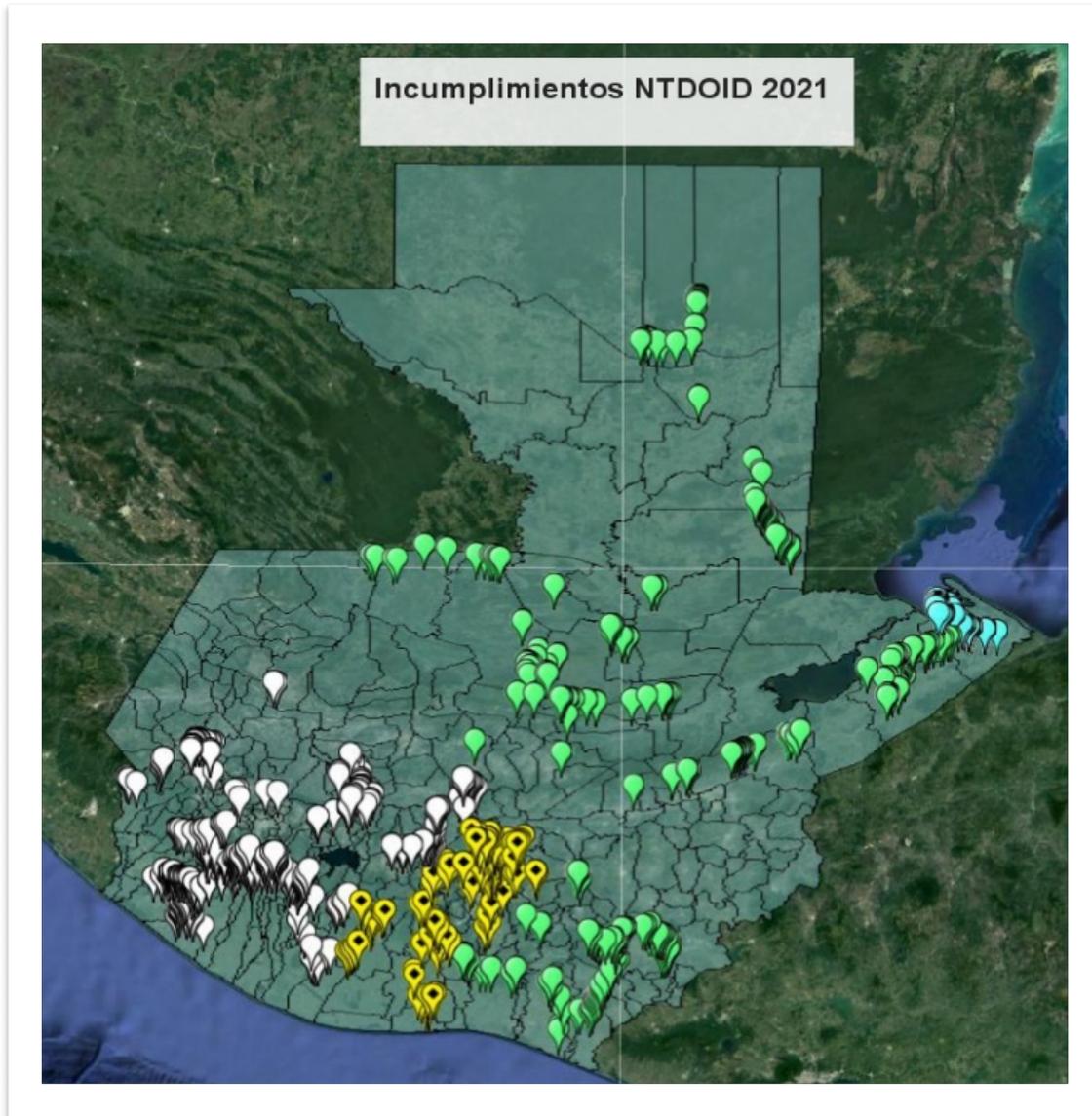
Gráfica 4. Tipo de Hallazgos, Incumplimientos NTDOID.



La gráfica anterior muestra los tipos de incumplimientos encontrados en las fiscalizaciones de CNEE que en total para DEOCSA suman 591; DEORSA suman 1253; Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios suman 83; y para EEGSA suman 222. El mayor incumplimiento detectado para las cuatro distribuidoras es el de Invasión de Vegetación que representa aproximadamente el 84% de los incumplimientos encontrados.

Hallazgos 2021. Ubicación geográfica de los 2,149 incumplimientos a las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, detectados por CNEE en el año 2021. En las imágenes siguientes se presentan las ubicaciones de los incumplimientos.

Ilustración 1B. Mapa 2021, de ubicación geográfica de los incumplimientos NTDOID



Los hallazgos de incumplimientos se notificaron a las distribuidoras para que se hicieran los trabajos de mantenimiento correspondientes.

4.2. Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte

Las personas individuales o jurídicas que tengan relación con diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, deben cumplir con lo estipulado en la normativa

vigente, tanto en lo relacionado con los parámetros de Calidad de Servicio, como en lo estipulado en la Normativa de Diseño y Operación del Sistema de Transporte –NTDOST-, la cual está contenida en la Resolución CNEE-49-99. La normativa NTDOST posee la particularidad de aplicar conceptos específicos según el nivel de tensión, lo cual significa que se aplica de la normativa NTDOID, en los casos en que correspondan.

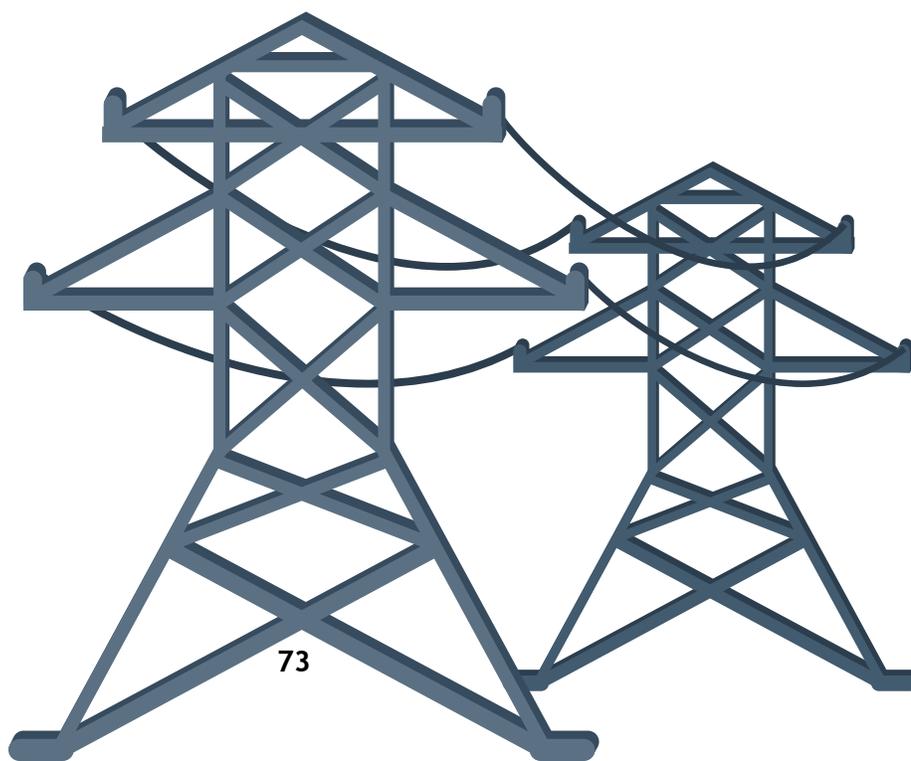
4.2.1. Monitoreo de Mantenimientos de Transmisión

Se realizaron actividades para velar por el cumplimiento de la normativa NTDOST por medio del monitoreo de mantenimientos de EPR, TRELEC, TRANSNOVA, RECSA, ORAZUL, TEEN, TREO, TRECSA, EEBIS y ETCEE.

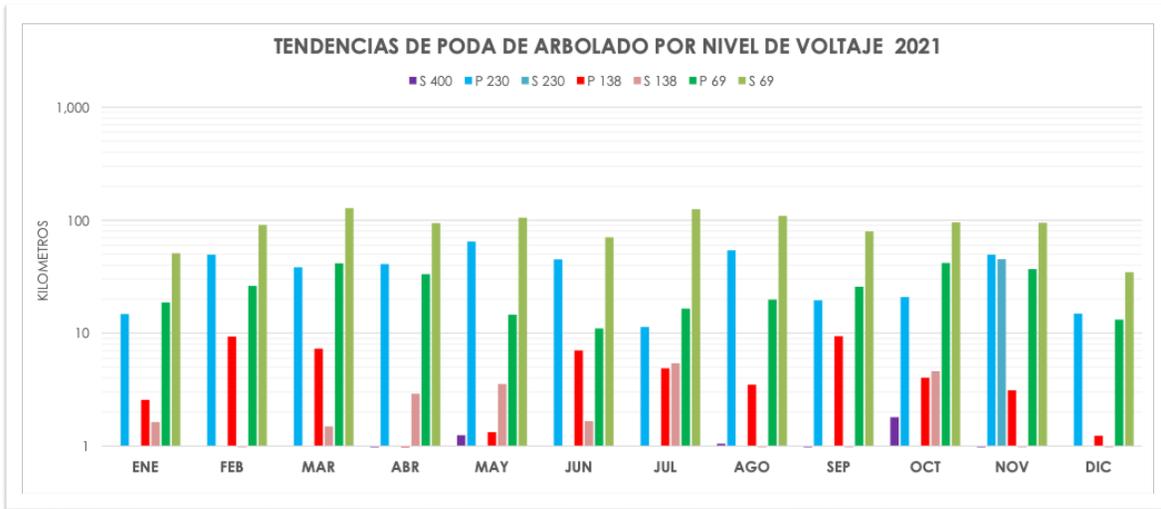
Se abarca el control para las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de líneas, subestaciones y equipo de protección de los diferentes transportistas. La información analizada, cuyos resultados se presentan en esta sección, proviene de datos remitidos por los transportistas a CNEE por vía electrónica, dando a conocer en forma general y resumida los datos de mantenimiento realizado por los transportistas.

4.2.2. Mantenimiento Líneas de Transporte

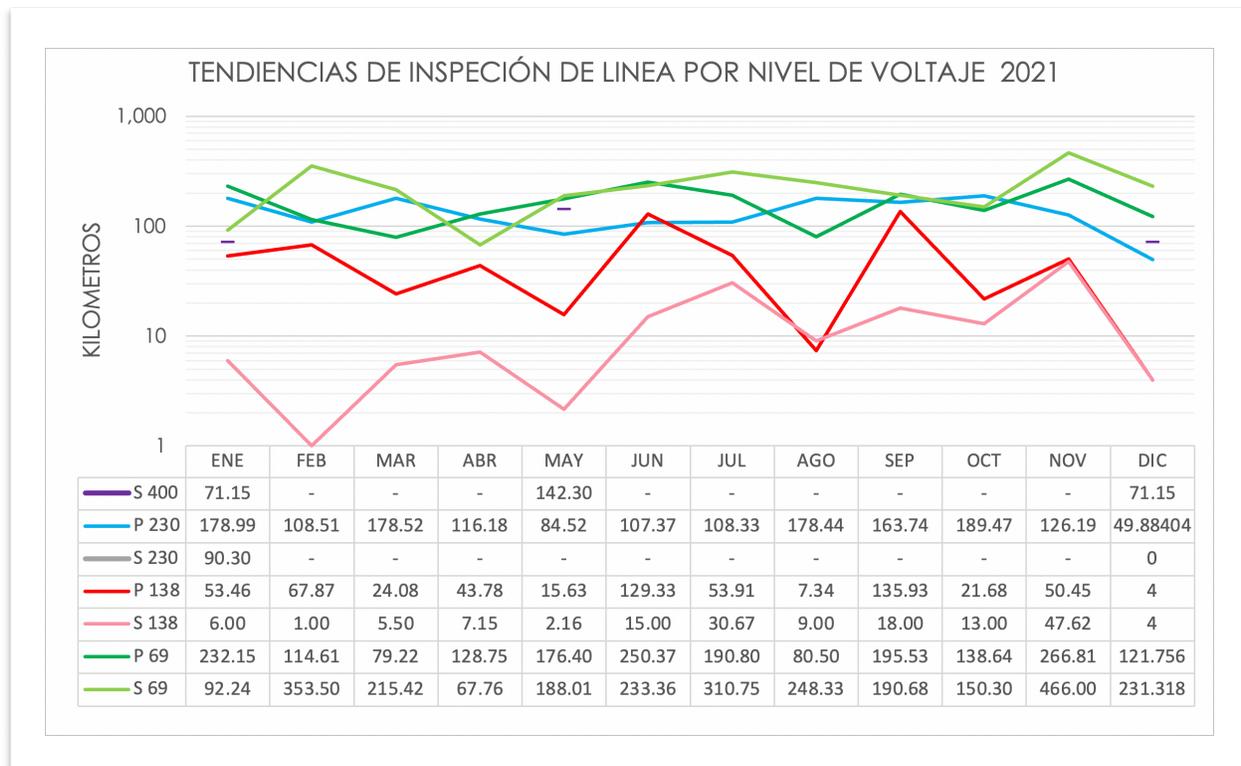
En las gráficas siguientes se muestra el reporte de la poda y tala de arbolado, inspección de línea, medición y mantenimiento que cada transportista realizó a las líneas de transmisión, la información se muestra agrupada por el nivel de voltaje y el sistema (principal y secundario) al que pertenecen.



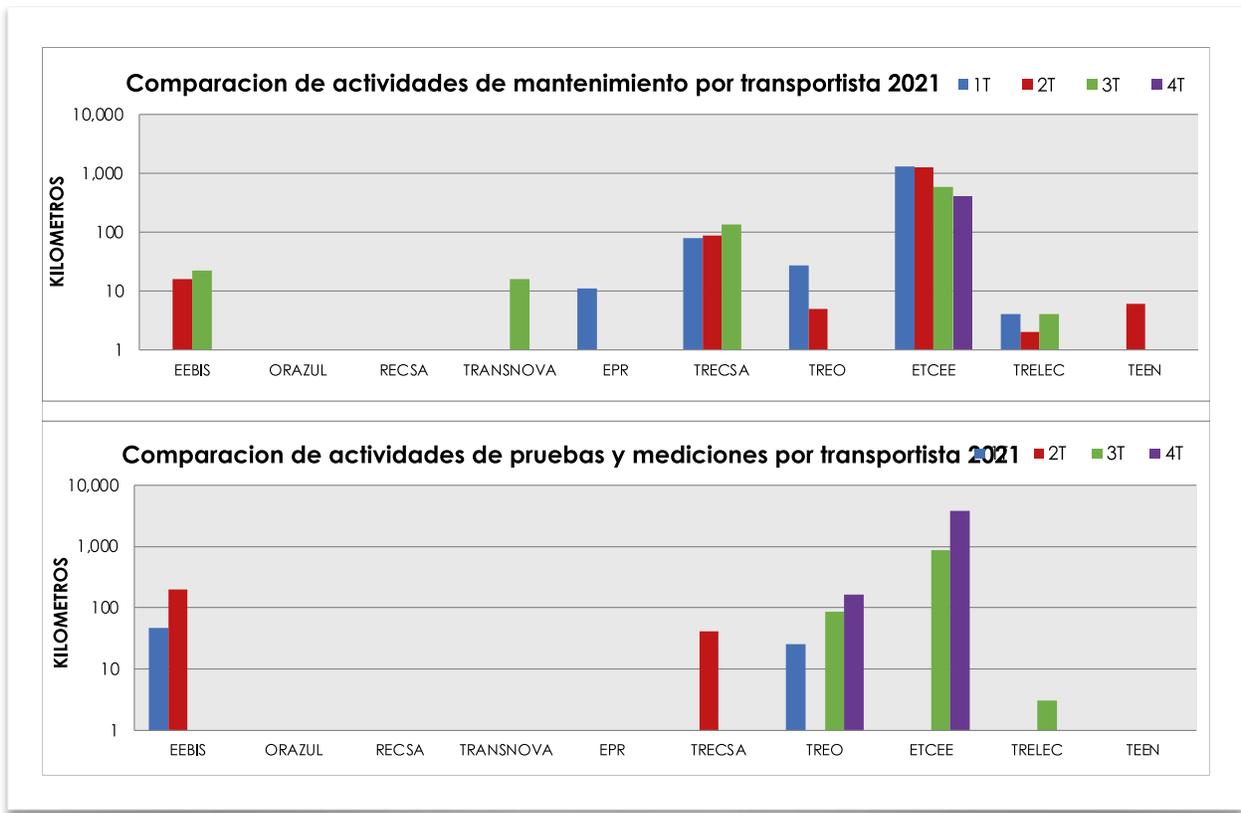
Gráfica 5B. Poda y tala de vegetación reportada por transportistas durante el año 2021



Gráfica 6B. Inspección de línea realizada según el nivel de tensión durante el año 2021



Gráfica 7B. Mediciones y actividades de mantenimiento reportado por transportistas durante el año 2021

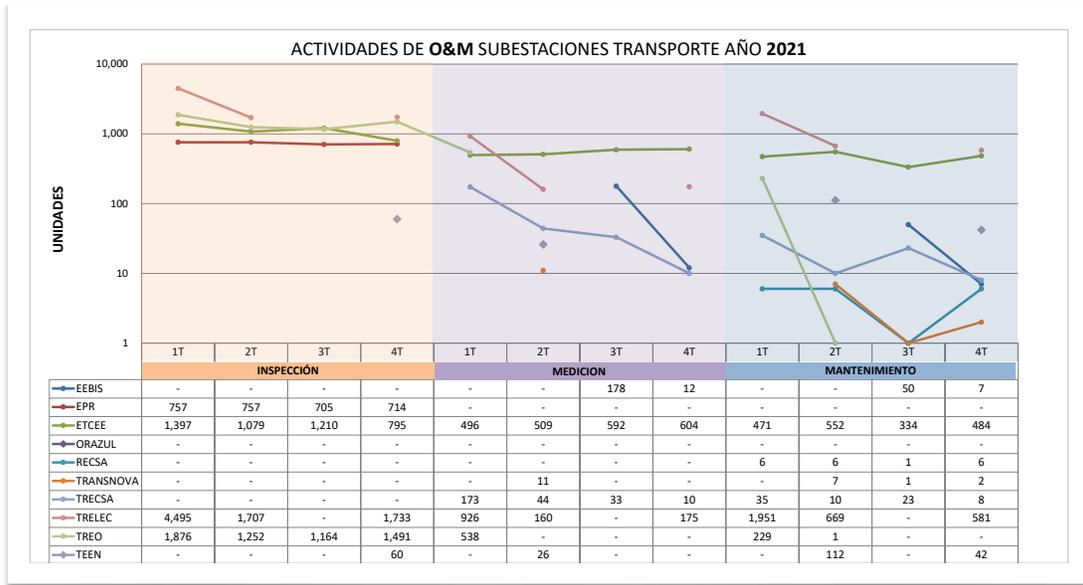


4.2.3. Mantenimientos Subestaciones de Transporte y Protecciones

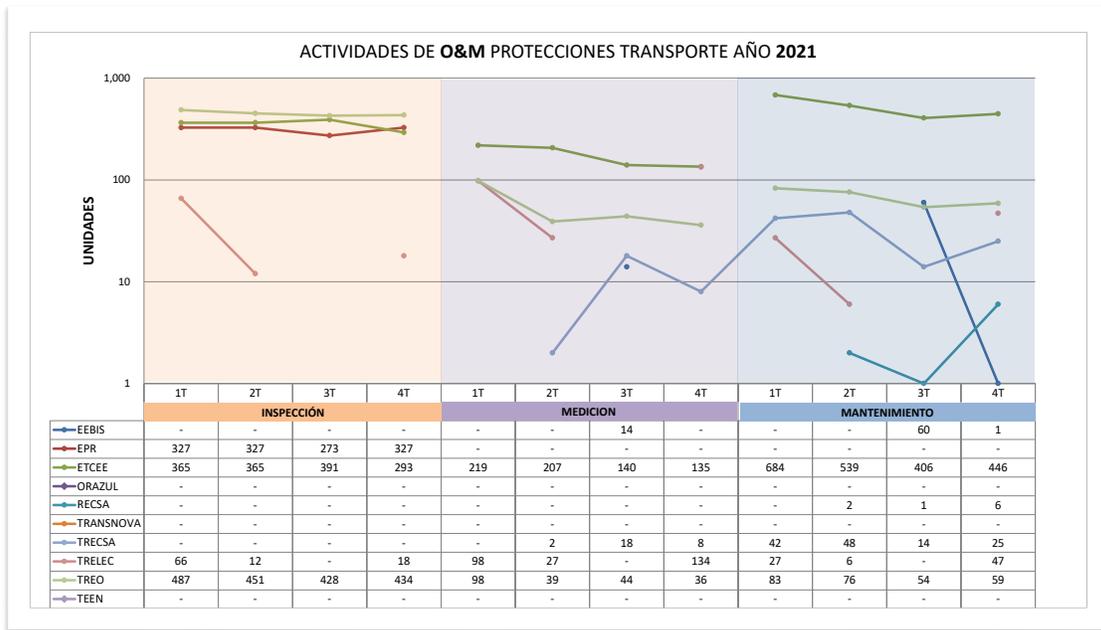
El detalle de actividades de mantenimientos reportados en subestaciones de transporte, ya sea de transformación, conmutación o mixtas y en los sistemas de protección se muestra agrupado por Inspección, medición o prueba y mantenimiento ejecutado. El mantenimiento realizado a subestaciones, abarca manteniendo a los transformadores de potencia, blindaje de la subestación, redes de tierras, equipo de maniobra, etc.



Gráfica 8B. Actividades de mantenimiento de subestaciones por transportista



Gráfica 9B. Control de mantenimiento realizado a protecciones de transporte.



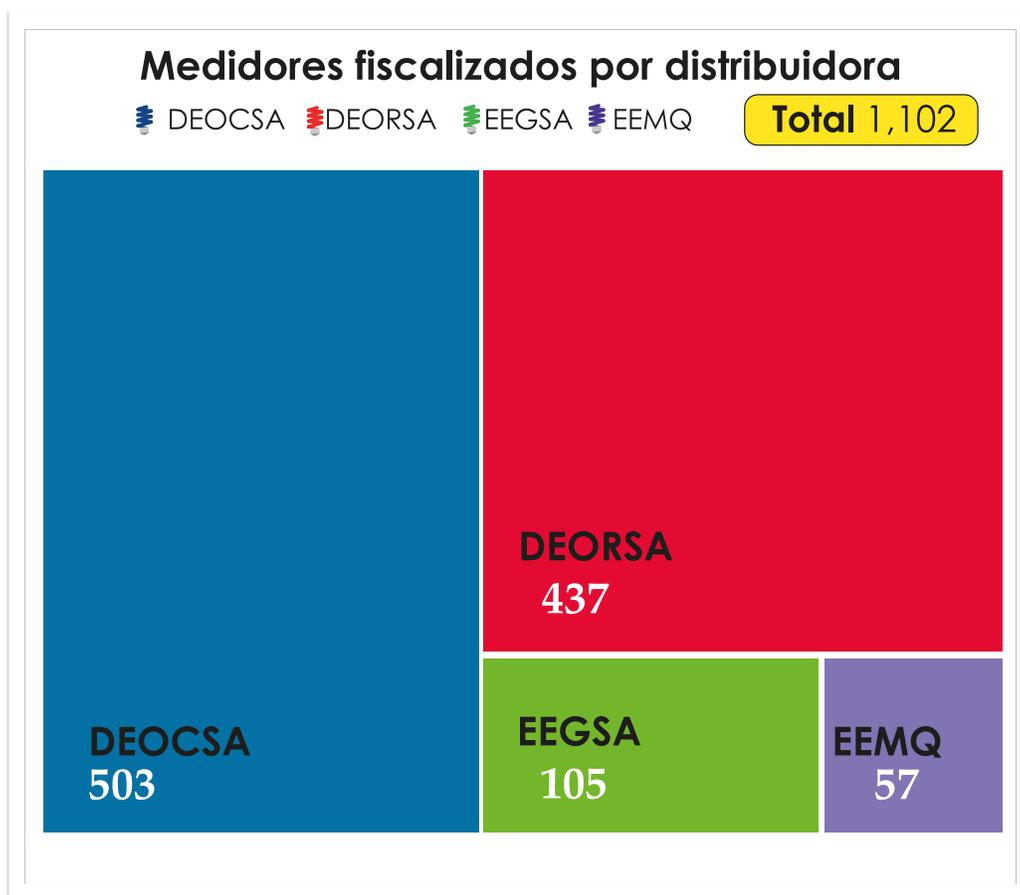
La gráfica presenta la cantidad de mantenimiento en equipos de protección de línea de las subestaciones. Dichas actividades incluyen mantenimientos a relevadores de protección, equipos de comunicación, transformadores de medición, interruptores de potencia, etc.

4.3. Proceso de verificación de las rutas de lectura

La Gerencia de Fiscalización y Normas, en cumplimiento de sus funciones, realiza periódicamente la fiscalización de los índices de calidad de la atención al usuario, entre los cuales se encuentra la Facturación Errónea, para lo cual, personal del Departamento de Fiscalización y Control de la Calidad en Campo -FCC-, efectúa diferentes actividades de toma de lecturas de energía registrada a una muestra de medidores instalados a los usuarios de las distribuidoras del país para posteriormente, ser validadas con la facturación y la información remitida a CNEE por dichas distribuidoras de acuerdo a la Metodología por el Control de la Calidad del Servicio Comercial de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CNEE-68-2001 y sus modificaciones) en las tablas Planes_facturacion y Rutas_lectura, observando cualquier posible error de facturación, incluyendo la lectura de los medidores.

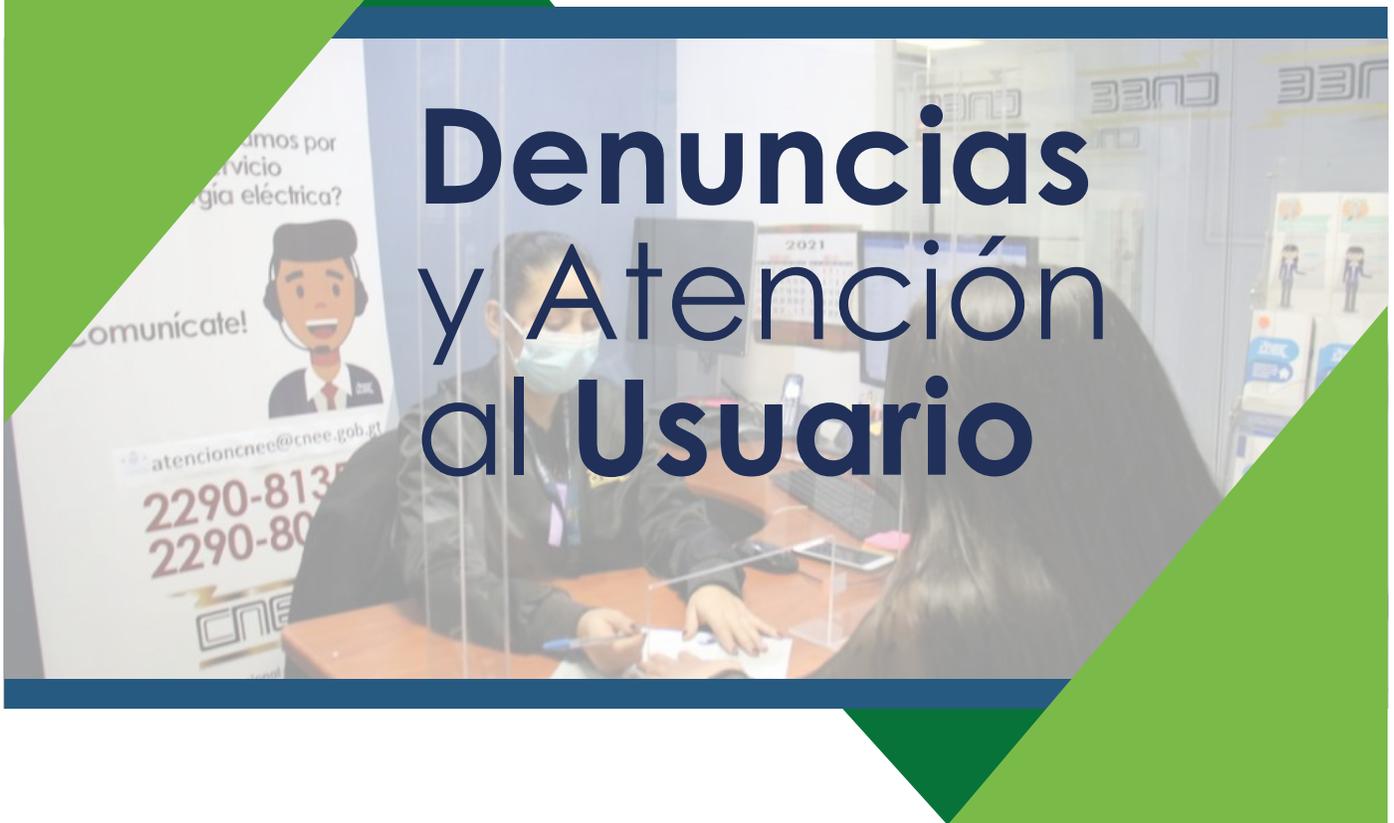
Gráfica 10B. Verificación de medidores.

Durante el año 2021 se logró realizar una fiscalización de 1,102 medidores, realizados en los departamentos de: Quiché, Quetzaltenango, Santa Rosa, Escuintla, Suchitepéquez, Chimaltenango e Izabal.



Sección C

Denuncias y Atención al Usuario



5. Atención al Usuario

El Departamento de Denuncias y Atención al Usuario fundamenta su existencia en observancia a las funciones y atribuciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica contenidas en la Ley General de Electricidad, entre las cuales se encuentra la función de velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.

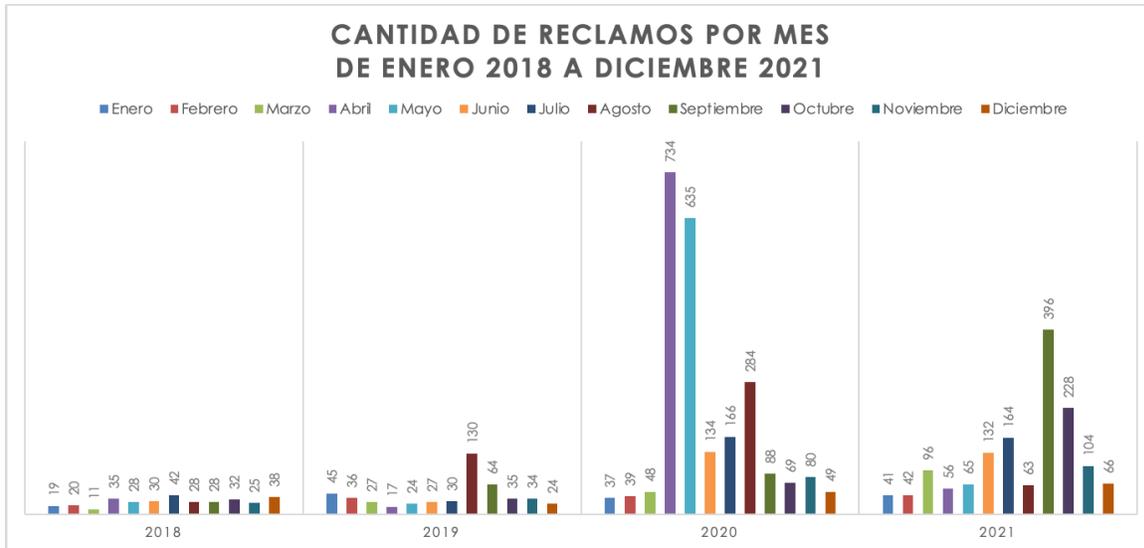
5.1. Reclamos

Los usuarios pueden solicitar apoyo para proteger sus derechos presentándose ante la CNEE a manifestar sus inconformidades con el servicio que prestan las distintas Distribuidoras. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en cumplimiento de los artículos 4 de la Ley General de Electricidad y 106 y 111 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, recibe de manera verbal, escrita, telefónica, mediante correo electrónico o whatsapp, dichas inconformidades y las remite a los distintos Distribuidores, con el fin que los mismos sean atendidos en los tiempos estipulados en la resolución CNEE-08-98 y sus modificaciones, así como la resolución CNEE-121-2013.

En el Departamento de Denuncias y Atención al Usuario se ha recibido un total de 4,645 reclamos de enero de 2018 a diciembre de 2021, los cuales se detallan a continuación:



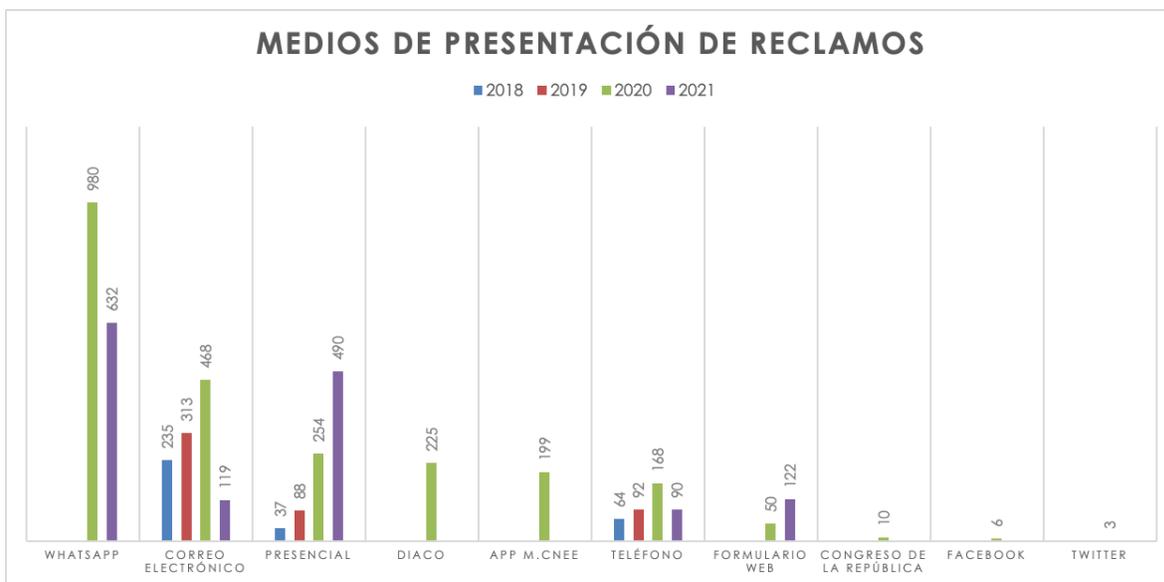
Gráfica 1C. Reclamos atendidos de enero 2018 a diciembre 2021



Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario

Los reclamos se han recibido por distintos medios, los que se grafican a continuación:

Gráfica 2C. Medios de presentación de Reclamos



Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario

5.2. Denuncias

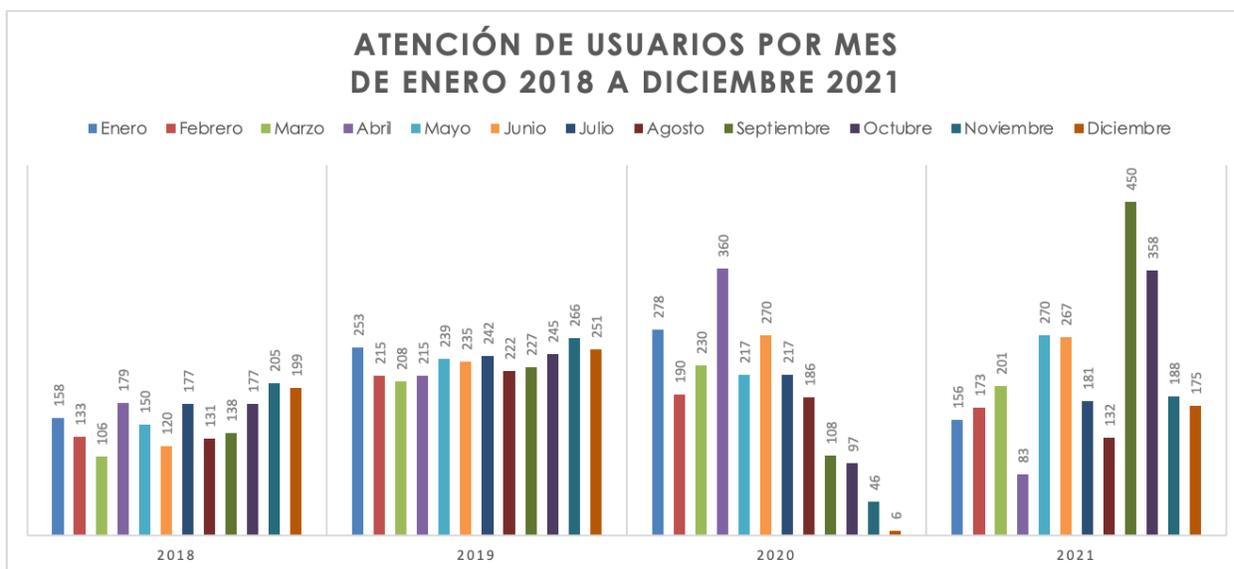
El Departamento de Denuncias y Atención al Usuario también tiene dentro de sus funciones principales iniciar el trámite de denuncia e investigaciones de oficio que correspondan, de conformidad con los artículos 137 y 144 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Denuncia: Toda vez que la inconformidad del usuario persista posteriormente a ser atendido y resuelto el reclamo, puede presentar la Denuncia respectiva ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Investigación de oficio: Si la Comisión considera que existe alguna infracción a la Ley y sus reglamentos en materia de su competencia, podrá iniciar la investigación para conocer y tramitar dicha infracción.

En la gráfica siguiente se detalla la cantidad de procesos administrativos gestionados durante el período comprendido de enero 2018 a diciembre 2021:

Gráfica 3C. Procesos Administrativos atendidos de enero 2018 a diciembre 2021



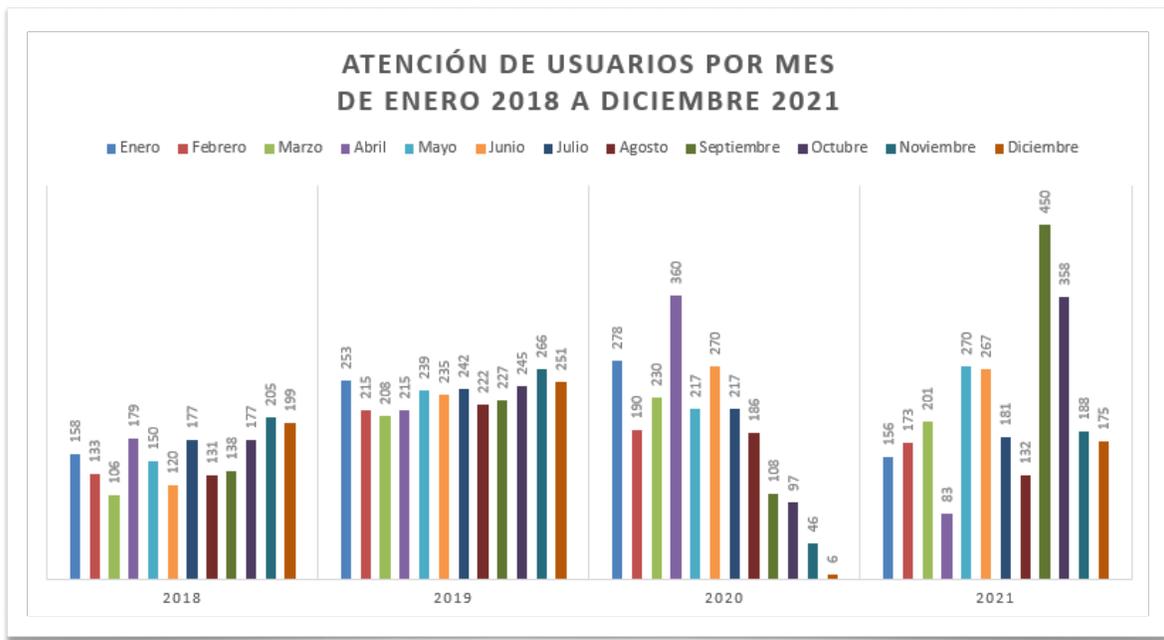
Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario

Adicionalmente, dentro de la atención de reclamos y denuncia en el período comprendido de enero 2018 a diciembre 2021, se han atendido en el Departamento de Denuncias y Atención al Usuario 9,530 usuarios para dar seguimiento a sus inconformidades o resolver dudas mediante los siguientes medios:



Llamadas telefónicas
 Correos electrónicos
 Whatsapp
 Personas en oficinas

Gráfica 4C. Atención de usuarios por mes, enero 2018 a diciembre 2021



Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario

Sección D



Control y Seguridad de Presas

6. Control y Seguridad de Presas

Las Normas de Seguridad de Presas -NSP- establecen lineamientos generales para que el Responsable de la operación de las Presas orientadas a la generación hidroeléctrica defina el Programa de Seguridad, el cual está conformado por una serie de instrumentos y actividades con el fin de operar la obra de manera segura para los trabajadores, así como para los bienes y personas en el área de influencia.

El Programa de Seguridad de Presas se compone de los siguientes documentos y actividades:

- Inspecciones rutinarias (Libro de inspecciones de rutina)
- Inspecciones intermedias (Libro de inspecciones intermedias)
- Informes trimestrales de inspecciones rutinarias
- Informe de inspección intermedia
- Inspecciones Especiales
- Inspecciones Extraordinarias
- Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia
- Plan de Preparación ante Emergencias
- Examen de Seguridad de Presas

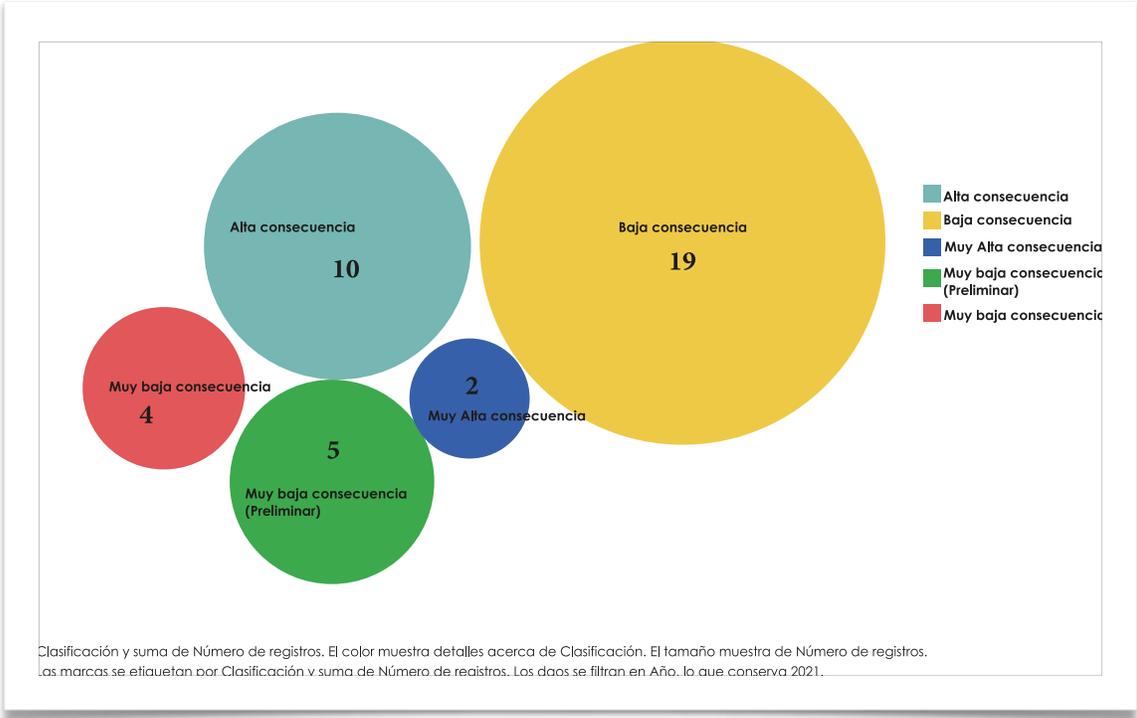
Las presas de proyectos hidroeléctricos que se apegan al cumplimiento de la Norma de Seguridad de Presas deben tener más de 2.5 m de altura en su paramento y almacenar un volumen mayor a 30,000 m³ en sus estructuras hidráulicas. Asimismo, se clasifican de acuerdo al impacto en el área de influencia generado por la inundación que pueda derivar de una rotura de las estructuras o fallo operativo de las mismas.

6.1. Clasificación de presas

Durante el año 2021 se ha modificado la categoría de consecuencia de falla para algunas presas bajo fiscalización, tal es el caso de la categoría “baja consecuencia” con aumento de 12 a 19 presas para esta categoría y para la categoría de “muy alta consecuencia (preliminar)” descendió de 12 a 5 presas. Esto dado a la realización del Examen de Seguridad de Presas y Estructuras Accesorias autorizados durante el año 2021 que han concluido con la modificación de dichas categorías.

Las presas se caracterizan por tener un comportamiento en función del contexto del emplazamiento, los materiales de construcción, el mantenimiento que reciben, así como la edad de las mismas. Existen presas en Guatemala que han cumplido con la expectativa de la vida útil, teniendo que ser sometidas a intervenciones considerables para prolongar la vida operativa de las mismas. Aunado a esto, la alta actividad sísmica del país (en el cual convergen 3 placas tectónicas), el arrastre de sedimentos de los cauces fluviales debido a las malas prácticas de conservación de suelos, la falta de ordenamiento territorial, entre otros factores, hacen de la Seguridad de las Presas un tema de relevancia a nivel nacional.

Gráfica 1D. Clasificación de presas



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.2. Entrada En Operación

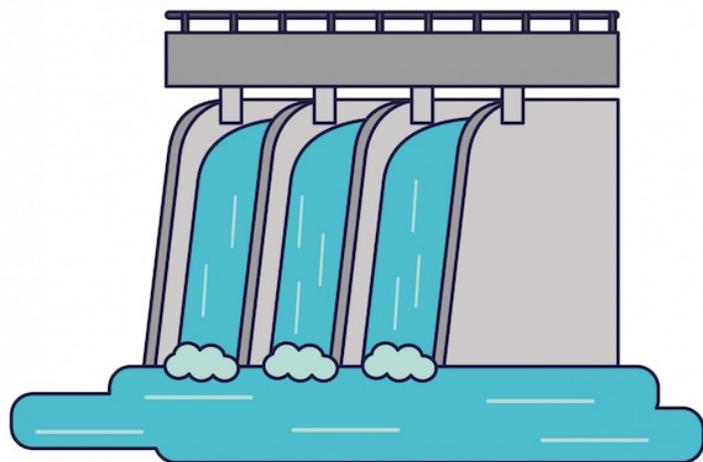
De las 40 presas que se encuentran bajo la fiscalización de la NSP, existen dos presas clasificadas como muy alta consecuencia, El Porvenir, en San Pablo, San Marcos, y Pueblo Viejo, de la hidroeléctrica Chixoy, en San Cristóbal Verapaz, Alta Verapaz que equivale al 5%. Asimismo, el 25% de las presas se clasifica como alta consecuencia, 47.5% como baja consecuencia y 10% como muy baja consecuencia. De estas, 5 presas (12.5%) no cuentan con clasificación establecida, por no tener aprobado o no haber realizado el primer Examen de Seguridad de Pre-

sas; en consecuencia, se le asigna la categoría preliminar de Muy Alta Consecuencia, lo que implica que el programa de seguridad deberá ser más estricto hasta confirmar su consecuencia real.

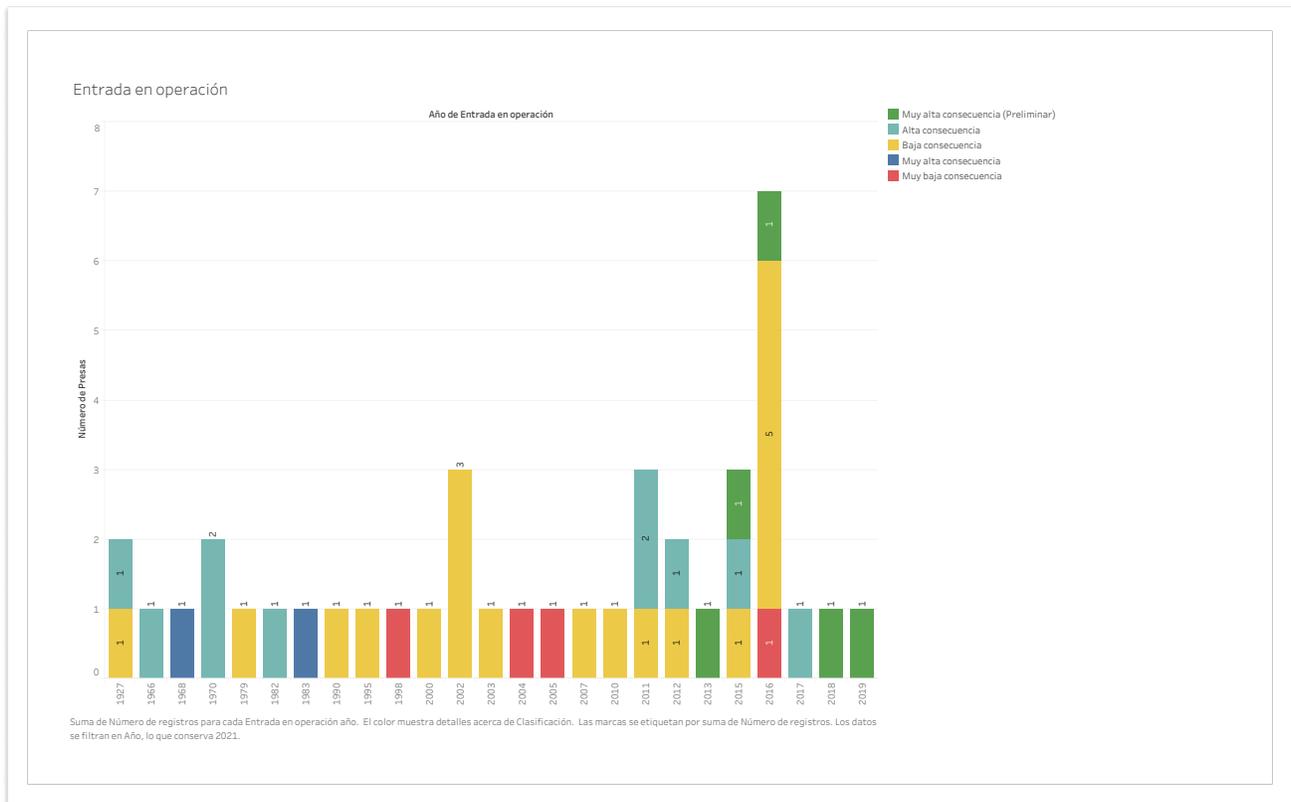
En el año de 1927 entraron en operación 2 plantas: Santa María y El Salto, ambas propiedad de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE clasificadas como Alta y Baja consecuencia respectivamente. Esto resulta de suma importancia considerando que la presa más antigua de Guatemala (94 años) es clasificada como Alta consecuencia, significando que deberá ser sujeta a inspecciones rutinarias semanalmente, según las disposiciones de la normativa vigente.

También es posible identificar que el 50% de las presas de Alta consecuencia tienen como mínimo 40 años de haber iniciado operaciones, cuestión de suma relevancia al momento de definir cuán riguroso debe ser el monitoreo de la obra, su operación y mantenimiento.

Cada año, el Responsable de Presa debe solicitar la autorización del Libro de Inspecciones de Rutina y Libro de Inspecciones Intermedias, debido a que durante las fiscalizaciones de campo realizadas por los analistas del Departamento de Control y Seguridad de Presas, se pueden identificar áreas que deben someterse a inspección específicamente por la evolución de las condiciones en campo.



Gráfica 2D. Entrada en operación



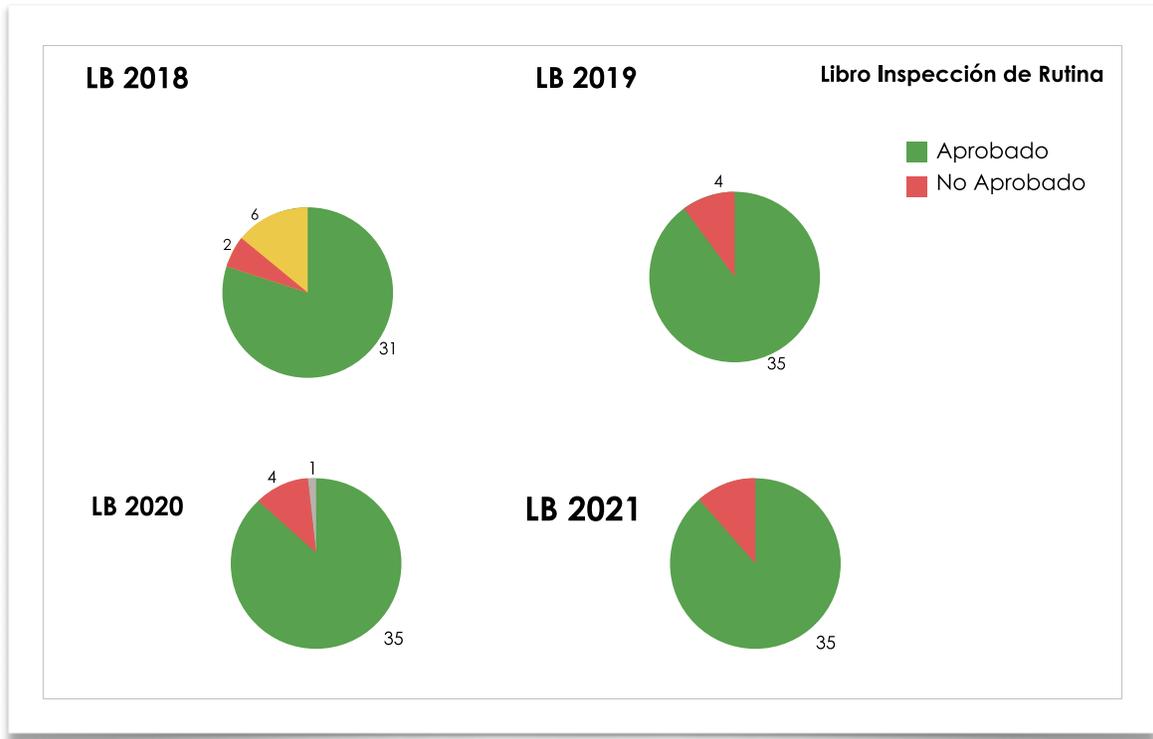
Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.3. Libro de Inspecciones de Rutina

En relación a los libros de inspecciones de rutina, para el año 2021 se cuenta con un 87.5% y no aprobados en un 12.5%. El cumplimiento de la normativa ha sido progresivo para los Responsables de Presa, brindándose continua asesoría a estos respecto a la documentación que se debe entregar a la CNEE, lo cual ha incidido en un mayor cumplimiento y mejoramiento de los documentos presentados en favor del desempeño de la NSP, contándose cada año con más Responsables de Presa que gestionan adecuadamente los documentos.

Es posible identificar compromiso de forma constante por parte de los Responsables de Presa con foco de atención en el año 2021 comparado con años anteriores; manteniéndose un 87.5% de libros de inspección rutinaria aprobados en este año. Durante el año 2018 fueron aprobados el 77.5% del total de libros; en el año 2019 fueron aprobados el 87.5% de total de libros y en el año 2020 fueron aprobados el 87.5% de todos los libros.

Gráfica 3D. Libro de inspecciones de rutina



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.4. Informe Trimestral de Inspección Rutinaria

La normativa requiere que de forma trimestral se reporten los resultados de las inspecciones rutinarias realizadas a las presas y estructuras accesorias. Durante el período de fiscalización de la normativa vigente surge un cumplimiento del 75% en el 1er. 2do. y 4to. trimestre y un cumplimiento del 77.5% de cumplimiento en el tercer trimestre; de igual manera, un incumplimiento del 25% en el 1er. 2do. y 4to. trimestre y un incumplimiento del 22.5% en el 3er. trimestre.

Durante el año 2019 surge un cumplimiento del 85% en el 1er. y 2do. Trimestre, un cumplimiento del 82.5% en el 3er. trimestre y un cumplimiento del 70% en el cuarto trimestre. De manera promedio en todos los trimestres ocurre en este año un cumplimiento del 80.63% de cumplimiento y un incumplimiento de forma promedio en todos los trimestres de 19.38% de incumplimiento.

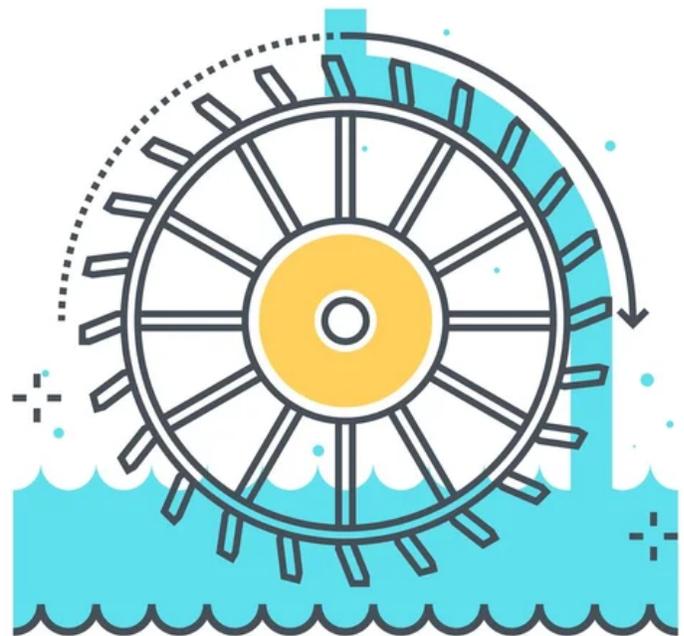
Durante el año 2020 surge un cumplimiento del 82.5% en el 1er. 2do. y 3er. trimestre y un cumplimiento del 80% de cumplimiento en el cuarto trimestre. De manera promedio en todos los trimestres ocurre en este año un cumplimiento del 81.88%

de cumplimiento y un incumplimiento de forma promedio en todos los trimestres de 18.13% de incumplimiento.

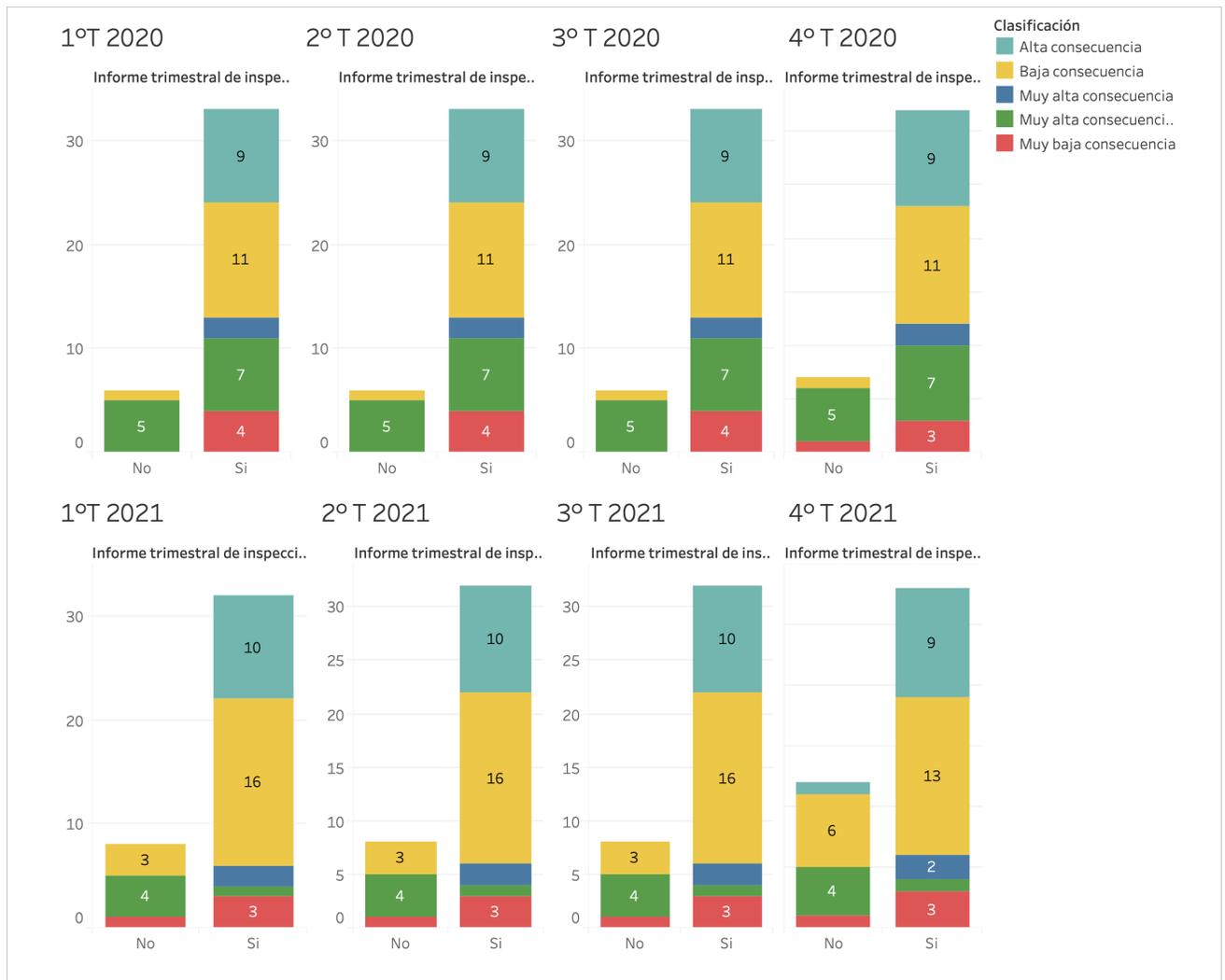
Durante el año 2021 surge un cumplimiento del 82.5% en el 1er. 2do. y 3er. trimestre y un cumplimiento del 72.5% de cumplimiento en el cuarto trimestre. De manera promedio en todos los trimestres ocurre en este año un cumplimiento del 80% de cumplimiento y un incumplimiento de forma promedio en todos los trimestres de 20% de incumplimiento.

Asimismo, se evidencia que las presas clasificadas como Muy Alta consecuencia han entregado los informes trimestrales de inspección rutinaria en todos los trimestres entre los años 2018 y 2021, y de las presas clasificadas como Alta Consecuencia, no existe incumplimiento con las entregas durante todo el período de tiempo 2018-2021 solo se ha registrado un incumplimiento con la entrega en un trimestre.

La mayoría de incumplimientos en la entrega de dicho informe corresponde a presas de Muy Alta consecuencia (preliminarmente), Baja consecuencia y muy baja consecuencia en el período de tiempo de 2018 al 2021.

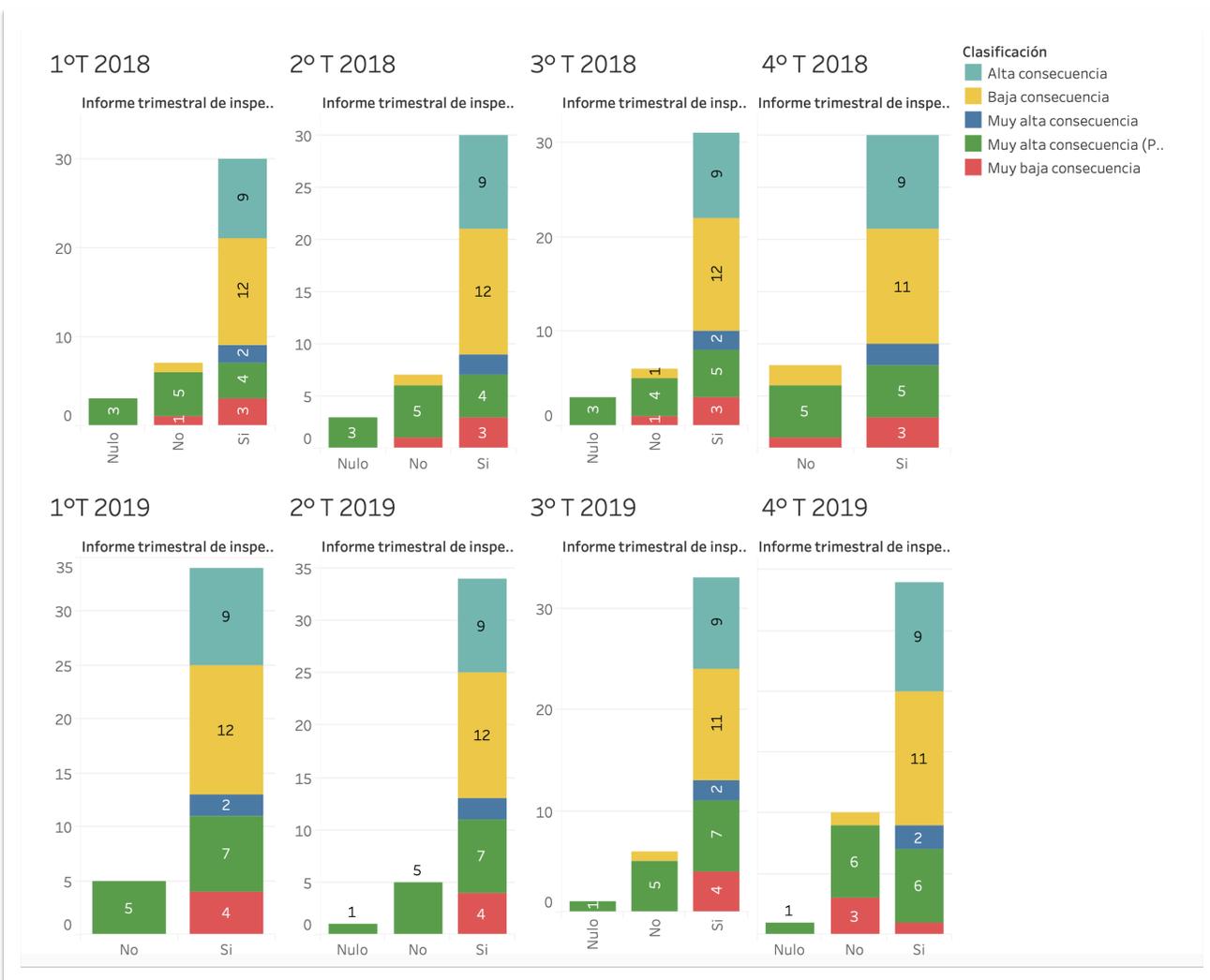


Gráfica 4D. Informe trimestral de inspecciones de rutina 2018 –2019



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

Gráfica 5D. Informe trimestral de inspecciones de rutina 2020 – 2021



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.5. Libro de Inspección Intermedia

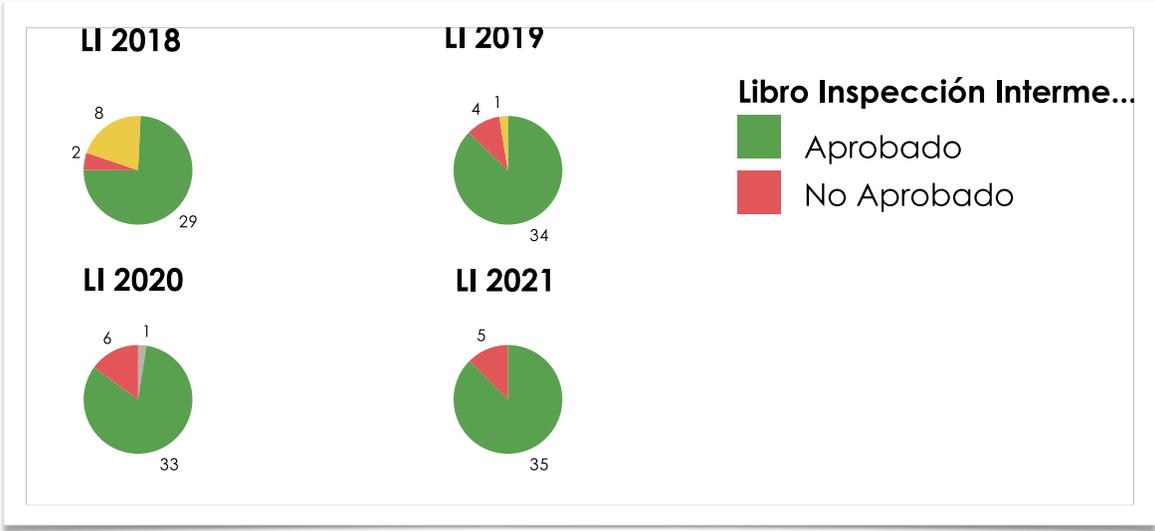
El libro de Inspección Intermedia consta de dos formularios ya que se deben realizar dos inspecciones durante el año. Una de estas debe coincidir con el mantenimiento mayor y la otra un semestre después o antes.

Dichas inspecciones son de carácter más estricto que las rutinarias, incluyendo la prueba operativa del equipamiento electromecánico así como enfoque geológico, estructural e hidráulico durante la realización de las mismas.

Para esto, es necesaria la autorización del libro de inspección cada año, verificando los ítems de chequeo que conformarán la inspección.

Se evidencia un aumento en el cumplimiento en relación de la autorización de Libros de Inspección Intermedia a partir del año 2019; es decir, en el año 2018 se registran 72.5% de libros autorizados; en el año 2019, 85%; en el año 2020, 82.5%; y en el año 2021, 87.5%. También, ha disminuido la cantidad de presas que no han gestionado la autorización del documento; de 15% en el año 2018 a 0% en el año 2021.

Gráfica 6D. Libro de inspección intermedia



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.6. Informe de Inspección Intermedia

El informe de Inspección Intermedia registra un adecuado cumplimiento de las NSP en el período 2018-2021. En la anterior normativa (CNEE-99-99), dicho requerimiento tuvo un cumplimiento mínimo por lo que se considera un aumento considerable en la realización de dichas inspecciones y presentación de los respectivos informes con la actual NSP.

Durante el año 2018 se registró un cumplimiento en la presentación de los informes del 73.68% y 65.79% durante el primer y segundo semestre respectivamente. En el año 2019 se registró un cumplimiento del 80% y 64.10% para ambos semestres; para el año 2020, un cumplimiento de 84.21% y 82.05% para ambos semestres y de la misma forma un cumplimiento de 85% y 71.79% en el año 2021.

En el año 2018, para ambos semestres las presas categorizadas de Muy Alta Consecuencia cumplieron con la presentación de los informes; se destaca este punto

ya que la presa El Porvenir, aunque se encuentre fuera de operación, sigue bajo fiscalización y cumplimiento de la entrega de dichos informes.

Gráfica 7D. Informe de inspección intermedia

Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas



Gráfica 8D. Informe de inspección intermedia



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.7. Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia -MOMV-

El Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia -MOMV- es el documento que define la metodología de operación segura de una presa y sus estructuras así como los lineamientos necesarios para que las tareas de mantenimiento y vigilancia se realicen adecuadamente, pudiendo identificar oportunamente cualquier signo de fallo en las estructuras.

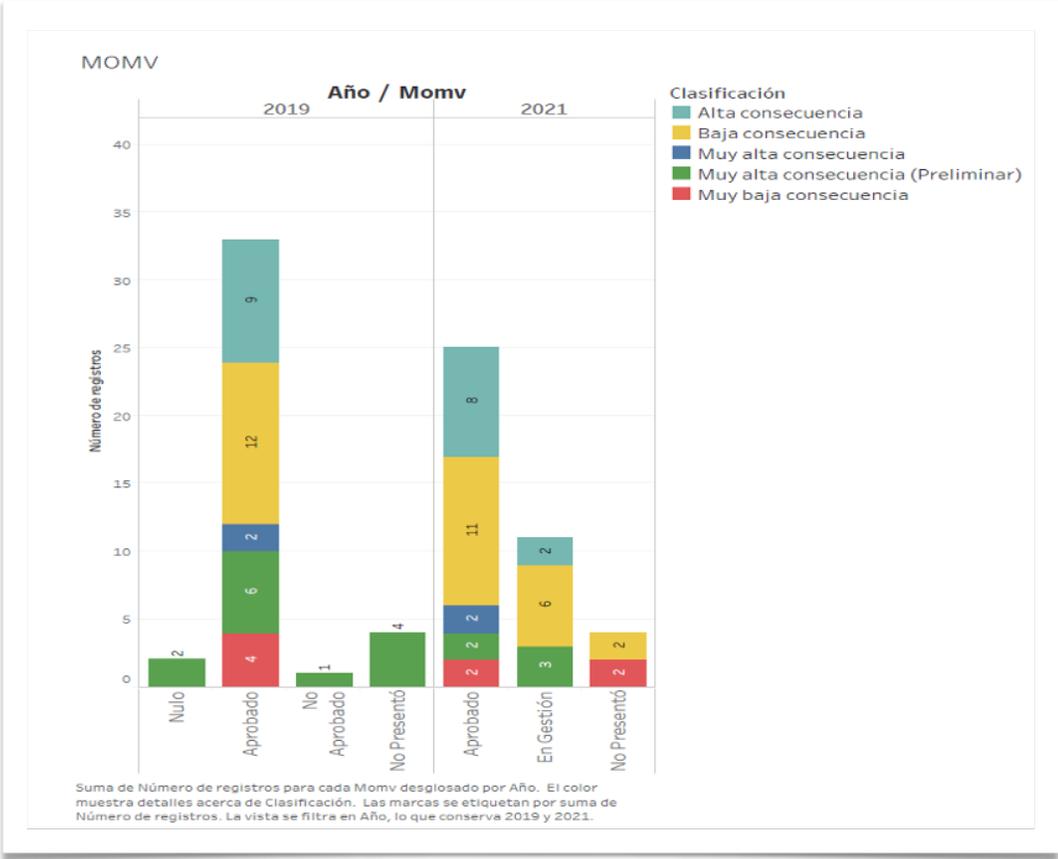
Este documento debe entregarse durante los años impares, a excepción de las presas que no cuentan con documento vigente, los cuales deberán gestionarlo a la brevedad posible.

En el año 2019, 10% de las presas omitieron la presentación de dicho documento, siendo todas estas de Muy Alta Consecuencia (preliminar), lo cual indica un retraso en el inicio del cumplimiento de la normativa para estos proyectos de reciente entrada en operación.

El año 2021 presentó un incumplimiento del 10%, igual al del año impar 2019, que corresponde el incumplimiento a dos presas de baja Consecuencia y dos de muy baja consecuencia.

Cabe mencionar que para el año 2021 decayó en un 20% respecto al año 2019 el total de MOMV aprobados, ya que varios de estos se encuentran en gestión actualmente.

Gráfica 9D. Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia



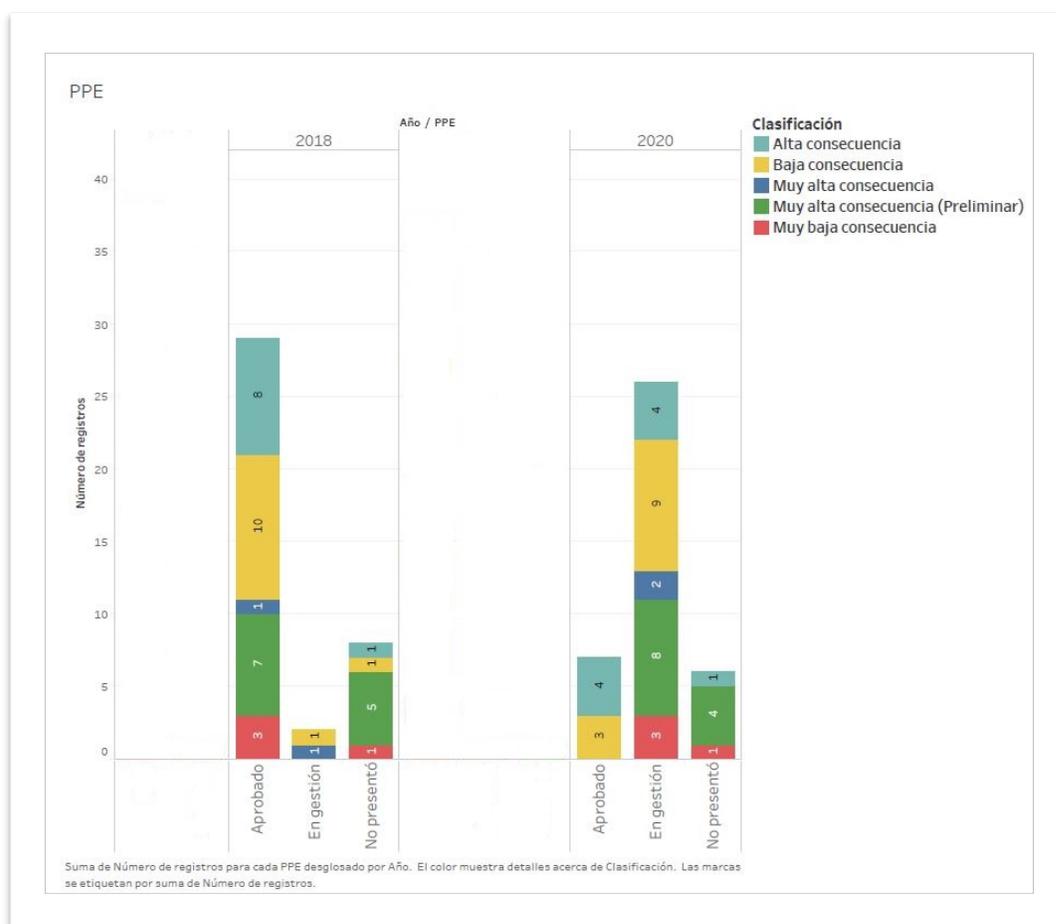
Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.8. Plan de Preparación ante Emergencias -PPE-

El Plan de Preparación ante Emergencias -PPE- es un documento de prevención de alta relevancia, el cual contiene la identificación de las potenciales emergencias que se puedan presentar en una presa, sus causas, la forma de tratar dichas emergencias, así como los mecanismos necesarios para alertar dentro del área de influencia hacia actores, tanto como personas vulnerables ante un evento.

Dichos documentos se entregan en año par, registrándose para el año 2018 un cumplimiento en la entrega de los mismos del 79.49%; mientras que 20.51% de las presas no presentaron el documento. El 55% de los incumplimientos son registrados por presas de Muy Alta consecuencia (preliminar), evidenciándose un retraso en el inicio del cumplimiento de la normativa. Para el año 2020 se evidencia un aumento en el cumplimiento de las NSP, registrándose un 87.5% de entregas de PPE.

Gráfica 10D. Plan de Preparación ante Emergencias



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

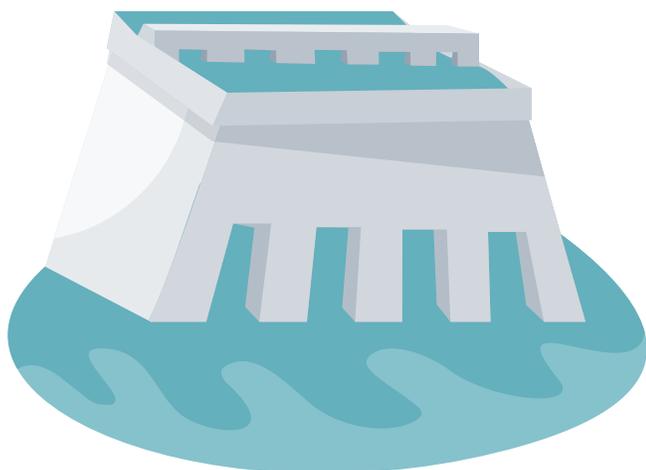
6.9. Última fiscalización

Además de los documentos que conforman el Programa de Seguridad de las presas, las inspecciones de campo realizadas por el responsable de la presa y sus correspondientes informes, la CNEE realiza anualmente visitas de campo a las 40 presas que se encuentran bajo la fiscalización de la NSP.

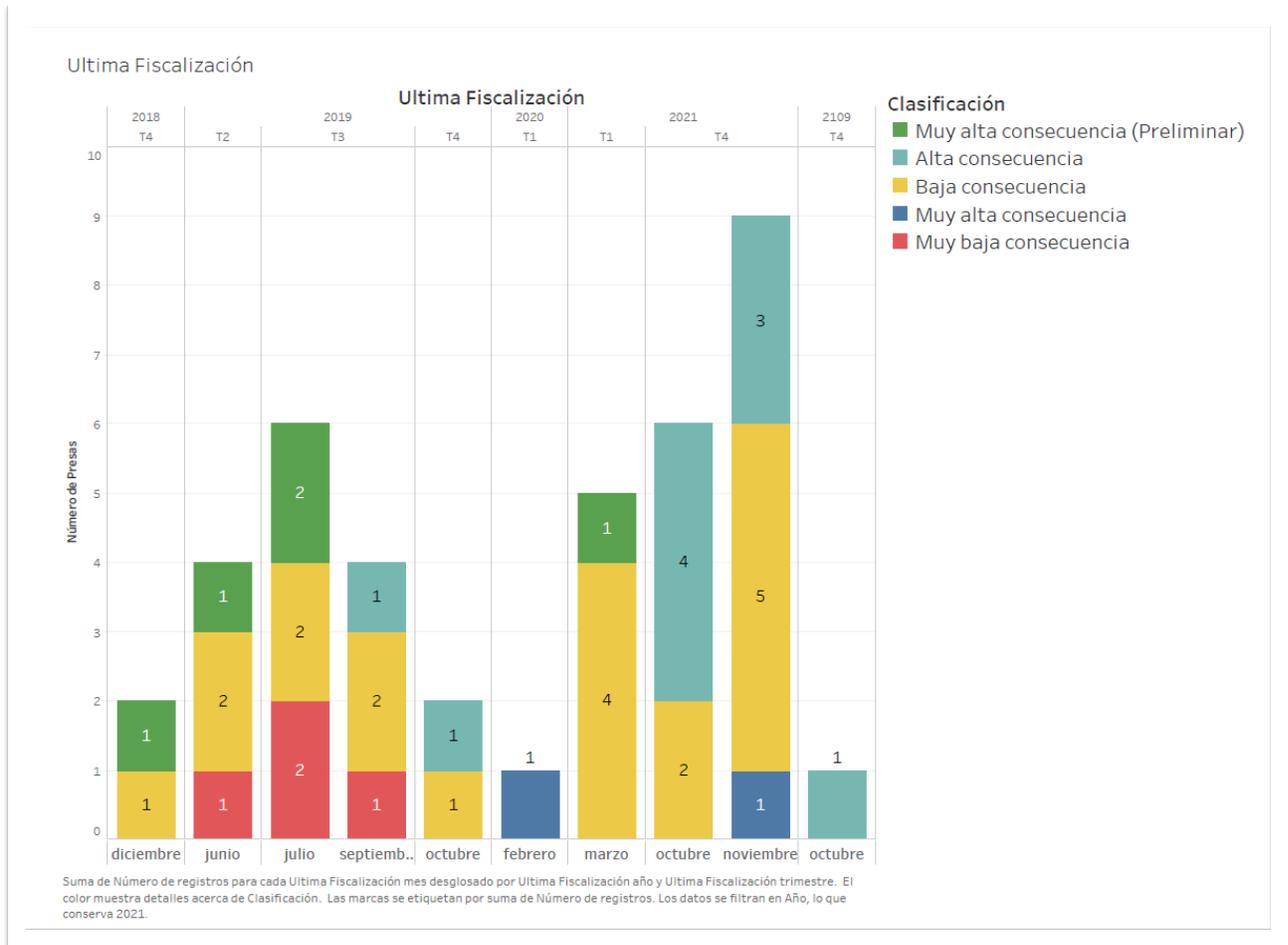
Respecto a la figura anterior, durante el año 2018 en el cuarto trimestre se visitaron 2 hidroeléctricas, siendo una de baja consecuencia y otra de Muy Alta Consecuencia Preliminar. Durante el año 2019 se visitó la totalidad de 16 hidroeléctricas, siendo más precisos 4 en el segundo trimestre, 10 en el tercer trimestre y 2 en el cuarto trimestre, siendo del total El tercer trimestre que registró la mayoría de fiscalizaciones de ese año, que represento el 62.5% del total de las fiscalizaciones realizadas en esos trimestres de ese año.

Durante el año 2020 se visitó solo una hidroeléctrica en el primer trimestre siendo esta de muy alta consecuencia por motivos de pandemia COVID 19, lo que representa el 2.5% del total de proyectos bajo fiscalización.

Durante el año 2021 se visitaron un total de 20 presas que representa el 50% del total siendo visitadas 5 en el primer trimestre y 15 en el cuarto trimestre. El resto de las hidroeléctricas no fueron visitadas por repunte de contagios de esta misma pandemia ocurridos entre el segundo y tercer trimestre del año 2021.



Gráfica 11D. Última fiscalización



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas



📍 4a. avenida 15-70 zona 10,
Edificio Paladium nivel 12
Ciudad de Guatemala, Guatemala

☎ (502) 2290-8000



🌐 www.cnee.gov.gt



[cneeguatemala](https://www.facebook.com/cneeguatemala)

