

ANT.: Oficio N°15/2025, de fecha 02 de julio de 2025, de la Comisión Especial Investigadora encargada de reunir antecedentes sobre las actuaciones del Gobierno relacionadas con la fiscalización, coordinación, operatividad y funcionamiento de los servicios de distribución eléctrica, entre los años 2024 y 2025 (CEI 68)

MAT.: Informa al tenor de lo solicitado por CEI 68 en relación con interrupciones de suministro eléctrico de la empresa CODINER en la comuna de Lautaro.

DE: SUPERINTENDENTA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

**A: CÁMARA DE DIPUTADOS Y DIPUTADAS DE CHILE
COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA 68**

1. Mediante Oficio indicado en el ANT., se ha requerido a este Servicio, al tenor de la solicitud de la Comisión Especial Investigadora encargada de reunir antecedentes sobre las actuaciones del Gobierno relacionadas con la fiscalización, coordinación, operatividad y funcionamiento de los servicios de distribución eléctrica, entre los años 2024 y 2025 (CEI 68), para que en ejercicio de las facultades de este Servicio se supervise y fiscalice con carácter de urgente el restablecimiento del suministro eléctrico en diversos sectores rurales de la Región de La Araucanía, específicamente en los sectores de El Escudo, el Recorrido y Las Minas, todos de la comuna de Lautaro. Señala, además, que la interrupción del servicio se ha prolongado por más de 4 días, generando graves perjuicios económicos y afectaciones a la salud de la población, a lo que se suma la reiterada denuncia de una deficiente atención por parte de la compañía distribuidora de energía eléctrica CODINER hacia los usuarios.
2. Como información preliminar, y respecto de la situación asociada al desarrollo del sistema frontal que afectó a la Región, puedo informar lo siguiente:

2.1 Responsabilidades legales y reglamentarias:

En relación con el requerimiento efectuado, corresponde señalar, de manera preliminar, que, en el marco de las atribuciones contenidas en la Ley N°18.410, la misión de esta Superintendencia (SEC) es velar por que la ciudadanía pueda acceder, en este caso, a un servicio eléctrico continuo, seguro y de calidad, reduciendo al máximo las interrupciones del suministro y los eventuales riesgos o peligros asociados a su uso, junto con velar porque la calidad de dicho suministro sea la adecuada.

En el cumplimiento de ese servicio continuo, seguro y de calidad, las empresas concesionarias de servicio público de cualquier naturaleza tienen deberes de mantenimiento y conservación de sus instalaciones (Art 139 LGSE; 205 y 218 RLGSE); los dueños de los predios sirvientes tienen obligaciones de no construir ni hacer plantaciones dentro de la franja de seguridad, ni realizar actividades de cualquier naturaleza que perturben el libre ejercicio de la servidumbre eléctrica, lo que incluye dejar crecer las especies arbóreas, debiendo permitir la entrada de trabajadores de la empresa para efectos de cumplir su deber de mantenimiento y conservación (Art 57 LGSE); y la SEC un rol fiscalización y supervigilancia de estos deberes (Ley 18.410/1985).



Caso:2260488 Acción:3983327 Documento:4613205
V°B° MCS/JCS/NMM

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3983327&pd=4613205&pc=2260488>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

En tal sentido, resulta fundamental destacar que, el artículo 139°, de DFL N° 4/20.018, de 2006, Ley General de Servicios Eléctricos, impone a *“todos los concesionarios de servicio público, de cualquier naturaleza, mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, de acuerdo a las disposiciones reglamentarias correspondientes...”*.

Este deber se complementa y desarrolla a través de disposiciones reglamentarias, haciendo exigible a toda concesionaria eléctrica **mantener sus instalaciones en buen estado** y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, obligación que es igualmente exigible a las instalaciones de energía eléctrica de uso privado. Dicha exigencia debe ser entendida en dos sentidos: por un lado, que las instalaciones de la concesionaria estén en **buen estado de funcionamiento, de operación**, de manera de entregar el servicio requerido por la comunidad; y por otro, que dichas instalaciones **sean seguras**, de modo de no constituir un peligro para las personas y las cosas.

En este sentido, como complemento de lo anterior, el **artículo 205 del Reglamento Eléctrico** establece que *“Es deber de todo operador de instalaciones eléctricas en servicio, sean de generación, transporte o distribución, y de todo aquel que utilice instalaciones interiores, mantenerlas en buen estado de conservación y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas”*, al mismo tiempo que el artículo 218 del mismo Reglamento dispone que *“Los operadores de instalaciones eléctricas deberán incluir en sus programas de mantenimiento la poda o corte de los árboles que puedan afectar la seguridad de sus instalaciones, utilizando técnicas adecuadas para preservar las especies arbóreas. Esta actividad deberá ser comunicada a la Municipalidad respectiva o a la Dirección de Vialidad en su caso, en un plazo no inferior a quince días anteriores a su ejecución.”*

El verbo “mantener” implica, al tenor de lo que se lee en el Diccionario de la Lengua Española, la idea *“conservar algo en su ser, darle vigor y permanencia”*, de modo que el cabal cumplimiento del deber de mantenimiento que pesa sobre las empresas concesionarias requiere la realización de las labores y trabajos que fueren precisos para conservar, resguardar o preservar las instalaciones de que se trata en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas.

Dicho criterio ha sido ratificado por la Excma. Corte Suprema en sentencia de fecha 17 de mayo de 2017, en causa N° ingreso 6979-2017 la que señala en su considerando 10° que, *“En efecto, el cumplimiento efectivo del deber de que se trata exige una actitud proactiva de parte de la empresa distribuidora, quien debe instituir la realización de visitas y controles periódicos, el seguimiento y evaluación de las intervenciones que efectúe a los empalmes y medidores de sus clientes, así como el reemplazo de aquellas partes y piezas de las instalaciones que sufran deterioro o fatiga dada su función y el desgaste que les imponga el paso del tiempo, **procedimientos que deben ser definidos y preestablecidos periódicamente por la propia compañía eléctrica a todas sus instalaciones y líneas a su cargo, considerando no sólo la naturaleza preventiva de la obligación en examen sino que, además, las particularidades de los dispositivos en concreto, tales como el mayor o menor número de intervenciones a los que hayan sido sometidos.**”*(lo destacado es nuestro).

Agrega la sentencia, en su considerando 11°, respecto de la necesidad de que sea la empresa eléctrica quien regule la periodicidad en el mantenimiento, que, *“En efecto, el legislador no ha supeditado la observancia del mentado deber a la previa regulación normativa de la periodicidad con la que se deben llevar a cabo las operaciones pertinentes para el control y mantenimiento de empalmes y medidores. Por la inversa, del claro tenor del artículo 139 de la Ley General de Servicios Eléctricos se desprende que, por su naturaleza y carácter, **esta carga exige de la empresa concesionaria**”*



una actitud proactiva, en cuya virtud debe, por sí misma, definir cuáles son los períodos adecuados técnicamente para realizar estas labores, sin esperar a que la Superintendencia los establezca de manera formal, estimación en la que ha debido tener en consideración, entre otros elementos y a modo meramente ejemplar, el tiempo de vida útil de los equipos, condiciones climáticas a que se encuentran expuestos, uso continuo y las características particulares de aquellos de que se trata en la especie.” (lo destacado es nuestro).

Por tanto, es a las empresas eléctricas a las que les corresponde definir tanto la periodicidad, los equipos que se requieran, como las actividades de mantenimiento que sean necesarias para efectos que las instalaciones sean seguras y cumplan con los estándares de calidad de servicio que la normativa impone, correspondiendo a esta Superintendencia cumplir un rol de supervigilancia y de fiscalización.

2.2 Indicadores normativos en materia de continuidad de suministro.

Luego, en relación con la materia consultada, se debe señalar que, según lo dispuesto en el artículo 225° de la Ley General de Servicios Eléctricos, la calidad de servicio es el atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes. En este sentido, el literal w) del referido artículo define a la **calidad del suministro** como:

“Componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro”.

En relación con lo anterior, la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, establece indicadores de calidad de suministro globales exigibles a la industria, a través de los indicadores SAIDI y SAIFI, y los indicadores individuales TIC y FIC:

- SAIFI es un indicador que mide la **cantidad promedio de interrupciones de suministro de electricidad** que afectan a los clientes en un periodo de tiempo en un par “Comuna - Empresa”.
- SAIDI es un indicador que mide la **duración promedio de interrupción de suministro de electricidad** que afectan a los clientes en un periodo de tiempo en un par “Comuna - Empresa”.
- TIC es un indicador individual que mide la duración efectiva (en horas) de la suma de las interrupciones que han afectado a cada cliente regulado.
- FIC es un indicador individual que mide la frecuencia de las interrupciones que han afectado a cada cliente regulado en un año móvil de 12 meses.

La misma Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución establece los estándares para los indicadores SAIDI y SAIFI que deben cumplir las empresas distribuidoras. Estableciendo que, para el caso de los indicadores individuales, las empresas deben compensar a los clientes que excedan los máximos anuales de aquellas interrupciones cuya responsabilidad sea imputable a la empresa.

Por su parte, la norma técnica fija exigencias de tiempos máximos de interrupciones de suministro, conforme se señala en las Tablas 12, 13 y 14, para cada par “comuna – empresa”, en función de su “Densidad” establecida en el “Anexo: Clasificación de Redes” de dicha NT. En tal sentido, el artículo 4-3, de dicha norma establece que, entre otros, el indicador de Tiempo de Interrupciones de Suministro de Clientes Finales (TIC) no deberá exceder los límites siguientes durante cualquier periodo de doce meses consecutivos, contenidos en la Tabla 12 y, respectivamente 14, señalan:



Tabla 12: Límites de TIC y FIC por par comuna-empresa hasta el año 2025

Indicador	Densidad de la red				
	Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente Baja
TIC (en horas)	9	10	14	16	18
FIC	8	10	14	16	18

Tabla 14: Porcentaje mínimo de Clientes del par comuna-empresa al que se aplican los indicadores TIC y FIC

Densidad de la Red				
Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente Baja
95%	90%	90%	85%	85%

Así también, la misma norma en su artículo 4-5 establece tiempos máximos de reposición de suministro a clientes finales cuando el Sistema de Distribución se encuentra en Estado Anormal en virtud de lo dispuesto en el artículo 1-7, y que se encuentran señalados en la Tabla 17:

Tabla 17: Exigencia de reposición de suministro durante Estado Anormal

Densidad	Tiempo máximo de reposición de suministro desde el inicio del Estado Anormal, en horas		TIC _{EA} desde el inicio de la interrupción, en horas
	Conexión del 80% de los Clientes (TRS _{80%})	Conexión del 100% de los Clientes (TRS _{100%})	Para Clientes
Alta	12	36	24
Media	15	45	30
Baja	20	60	42
Muy Baja	24	72	48
Extremadamente Baja	27	81	54

Por su parte, las interrupciones de electricidad se pueden generar por causas **Internas**, de responsabilidad de las empresas distribuidoras, causas **Externas**, es decir, interrupciones no autorizadas en los sistemas de transmisión y/o generación, o interrupciones de suministro producto de fallas atribuibles a **Fuerza Mayor**. Sólo en la medida que el hecho que originó una interrupción de servicio eléctrico sea calificado como de Fuerza Mayor, se eximirá de responsabilidad por la afectación a los deberes de continuidad y seguridad que pesan sobre las empresas de transmisión y de distribución.

Así también, esta Superintendencia efectúa un proceso de recalificación de fuerza mayor de todas aquellas interrupciones que las empresas distribuidoras postulan como Fuerza Mayor. A partir de dicha revisión se verifica la conformidad de los antecedentes probatorios entregados por las empresas, en los términos señalados en el Oficio Circular N°544, de fecha 11 de enero de 2019.

En esta parte corresponde señalar que, la SEC, en los últimos años, ha venido dando importantes pasos encaminados al diseño e implementación de un Sistema de Gestión de Interrupciones, basado en un conjunto de elementos que han proporcionado los fundamentos, desarrollo e implementación de procesos de monitoreo y fiscalización para el evaluar el desempeño de las empresas y la ejecución de acciones de movilización de tales empresas para la mejora continua de la Calidad de Suministro de Electricidad en todo el sector eléctrico nacional.

Para lo anterior esta Superintendencia efectúa un análisis de la información de los indicadores de calidad de servicio dispuestos por la normativa, procediendo a revisar las comunas y caso que se determine que existen comunas excedidas se emiten instrucciones de gestión temprana, a fin de que las empresas distribuidoras puedan



realizar acciones para mejorar sus indicadores, y si ello no ocurre, se dará inicio al correspondiente procedimiento administrativo sancionador

En este sentido, en lo que respecta a las interrupciones de suministro de responsabilidad de la empresa distribuidora, se debe tener presente que el artículo 16 B de la Ley N°18.410, establece las compensaciones que deberán pagarse a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, señalando lo siguiente:

“Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

La compensación regulada en este artículo se efectuará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento del respectivo concesionario.

Las compensaciones a que se refiere este artículo se abonarán al usuario de inmediato, independientemente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables.”

Complementariamente al artículo 16 B de la Ley N°18.410, la Resolución Exenta SEC N°26526, de fecha 26 de noviembre de 2018, establece la metodología para el cálculo de la compensación, que en términos generales se obtiene en función de la Energía No Suministrada del cliente suponiendo un perfil de demanda plano durante el día.

2.3 Planes de Acción.

Es importante hacer presente que, en el marco de las atribuciones otorgadas por Ley que dispone esta Superintendencia, se instruye permanentemente y en forma proactiva la realización de planes de acción, cuyo objetivo final es entrega de un suministro eléctrico continuo y seguro ante distintas eventualidades, a saber, bajas temperaturas, lluvias invernales y de verano, nieve, altas temperaturas, etc., así como planes de acción de inversión anual, distinto a los casos de eventualidades.

Cada una de las distintas instrucciones y la correcta ejecución de cada plan de acción comprometido es de responsabilidad de cada una de las concesionarias, los que serán fiscalizados por la SEC, y en caso de producirse afectaciones y/o incumplimientos a la continuidad del suministro o vulneraciones a la normativa, SEC podrá iniciar los procedimientos administrativos y aplicar las sanciones que correspondan.

2.4 Acciones administrativas.

Respecto del evento climático, podemos informar, que esta Superintendencia inició procesos administrativos sancionatorios en contra de las empresas distribuidoras de la zona por haber superado los tiempos de reposición del suministro, según normativa vigente, formulando los siguientes cargos:



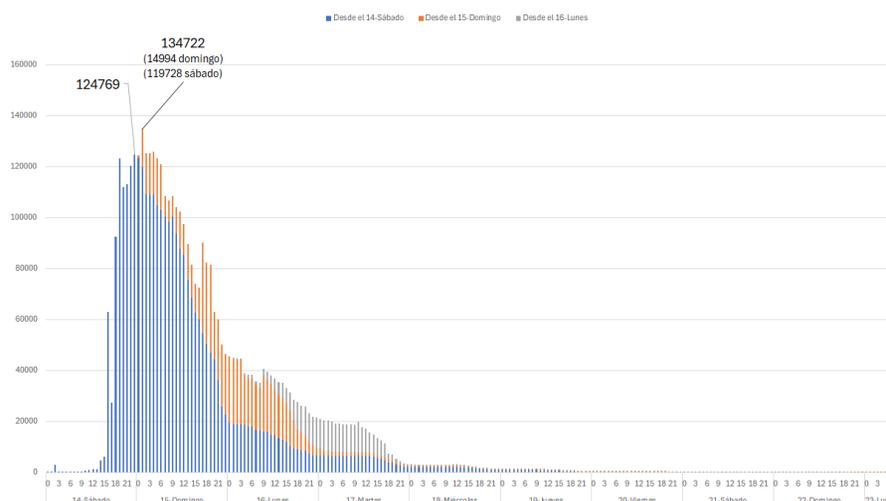
EMPRESA	REGIÓN	N° OF ORD	FECHA
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BIOBIO	287896	18/06/2025
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	LA ARAUCANÍA	287897	18/06/2025
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	LA ARAUCANÍA	287898	18/06/2025
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	BIOBIO	287899	18/06/2025
SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	LA ARAUCANÍA	287900	18/06/2025
COOPERATIVA ELÉCTRICA CHARRÚA LTDA.	BIOBIO	287901	18/06/2025
COOPERATIVA ELÉCTRICA DE LOS ANGELES LTDA.	BIOBIO	287895	18/06/2025

Cabe hacer presente que dichos procedimientos se encuentran en desarrollo, y una vez concluida la investigación, si se acredita la responsabilidad de la empresa en los hechos constitutivos de infracción, atendido el mérito de los antecedentes acompañados y la valoración de las circunstancias establecidas en el artículo 16 de la Ley N° 18.410, orgánica de esta Superintendencia, se determinará la procedencia de aplicar alguna de las sanciones establecidas en el artículo 16 citado, las cuales pueden ir desde una amonestación por escrito a una sanción de multa de hasta 10.000 Unidades Tributarias Anuales, dependiendo si la infracción se estima gravísima, grave o leve, de acuerdo con la clasificación dada en el artículo 15 de la citada Ley.

3. En relación al desempeño de las empresas, ante el último frente climático que afectó a la Región, puedo informar lo siguiente:

Como se ha indicado, la fiscalización de la continuidad de servicio de la industria eléctrica es realizada por la SEC de forma permanente, estableciéndose un sistema electrónico de información de interrupciones en línea, además de la carga de probatorios de las empresas en relación a las causas de dichas interrupciones, las que forman parte del cálculo de los indicadores Globales (SAIDI, SAIFI), y de los indicadores individuales (TIC y FIC). Proceso que se completa los días 20 del mes siguiente en que ocurrieron las fallas.

Respecto de los tiempos de reposición del servicio, para la región de la Araucanía, durante el temporal de los días 14 y 15 de junio de 2025, se registró un pick de 134.722 clientes afectados, según se observa en la siguiente figura, en que se grafica la extensión del corte para los usuarios afectados los días sábado y domingo en referencia.



Caso:2260488 Acción:3983327 Documento:4613205
V°B° MCS/JCS/NMM

Las empresas CGE, FRONTEL, SAESA y CODINER, responsables del servicio en la región, resolvieron las afectaciones derivadas del temporal con distintas fechas de cierre, según se detalla a continuación:

CGE: Recuperó el día miércoles 18 de junio a las 10 hrs.
FRONTEL: Recuperó los servicios interrumpidos el día lunes 23 a las 08 hrs.
SAESA: Recuperó los servicios afectados el día miércoles 18 a las 15 hrs.
CODINER: Recuperó la totalidad de sus clientes **hasta el día 24 de junio**.

Como se ha indicado, ante el desempeño deficiente de las empresas, esta Superintendencia formuló cargos a las empresas CGE, FRONTEL y SAESA, encontrándose en proceso la acción en contra de la empresa CODINER, por dificultades en la carga de datos de esa empresa.

En forma previa al ingreso del frente climático, y ante la declaratoria de ATP para la región de La Araucanía, por parte de SENAPRED, la Dirección Regional de SEC instruyó a las distribuidoras y transmisoras que operan en la Región, para activar planes de contingencia, reforzamiento de canales de atención, reporte de amplificación de brigadas y reporte de Servicios Críticos afectados en los horarios de 08:00 hrs, 12:00 hrs, 18:00 hrs y 22:00 hrs, incluyendo Electrodependientes, Servicios Asistenciales, Agua Potable Rural y Telecomunicaciones. Lo que se estuvo reportando periódicamente a través de los canales de emergencias de la Región.

Adicionalmente se instruyó tomar contacto con pacientes electrodependientes afectados por cortes de suministro, y en caso de no lograr contacto, realizar visita técnica para asegurar el funcionamiento del generador o solución técnica entregada para garantizar la continuidad del servicio.

En este contexto, las empresas amplificaron las brigadas destinadas a la reposición del servicio, para enfrentar la contingencia climática. Se adjunta el siguiente cuadro resumen, reportado a través de canales SENAPRED y de EMERGENCIAS SEC, respecto de la dotación de brigadas dispuestas para la contingencia climática.

Empresa	Brigadas en Operación Normal (Por turno)				Brigadas en evento climático (Por turno)				Amplificador de brigadas
	Livianas	Pesadas	Total	Personas	Livianas	Pesadas	Total	Personas	
SAESA	6	2	8	20	12	4	16	40	2,00
FRONTEL	53	8	61	138	64	74	138	424	2,26
CGE	20	4	24	64	62	30	92	304	3,83
CODINER	8	1	9	26	16	3	19	50	2,11
TOTAL	87	15	102	248	154	111	265	818	2,60

Adicionalmente, las empresas con presencia nacional (CGE y FRONTEL), trasladaron brigadas adicionales para la reconstrucción de infraestructura dañada producto del frente climático que afectó a la Región, producto de la cual se registró una gran dispersión de fallas a través de las distintas comunas de la Región.

Durante el desarrollo de la ATP, se realizaron reuniones de seguimiento con las empresas eléctricas, para seguimiento de las acciones de reposición del servicio eléctrico de los clientes afectados, incluida la realización de COGRID regionales de gestión SENAPRED a la cual se convocó a la SEC. A lo que se sumaron acciones de fiscalización en terreno en distintas comunas de la Región, con foco especial en cuanto al servicio recibido por pacientes electrodependientes.

En cuanto a la fiscalización de terreno realizada por el personal SEC, se puede informar que durante los años 2024 y 2025 se han realizado 67 fiscalizaciones de terreno sobre planes de acción, incluidas las desarrolladas en periodo de ATP, y se han iniciado 12 procesos administrativos referidos al despeje de franjas de seguridad, con multas del orden de las 6.500 UTM ya cursadas por este concepto a distintas empresas de la Región.



Cabe indicar que el dato de fiscalizaciones en terreno, se incluyen: Electrodependientes, Redes de Distribución, Redes de Transmisión, Reclamos y accidentes.

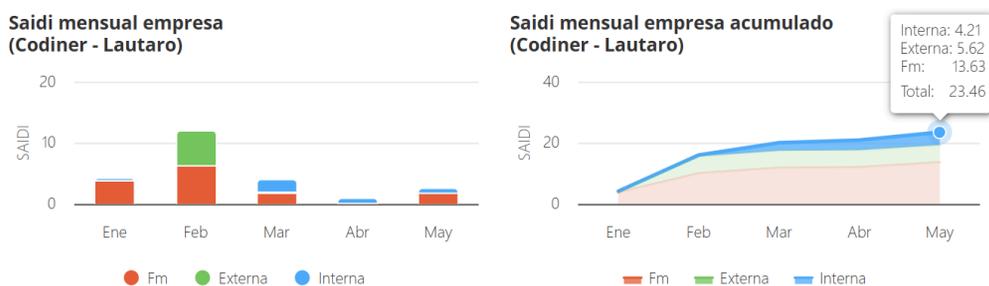
Así también, en relación con los planes de acción, mantenimiento e inversión informados por las empresas distribuidoras respecto de Región de la Araucanía para el año 2025, se adjunta al presente informe planilla Excel con el detalle de los mismos. Al respecto, se hace presente que los planes de acción informados por las empresas eléctricas se presentan a nivel de comunas, no de sectores rurales ni de localidades específicas. Sin embargo, atendido que la solicitud del ANT. menciona la comuna de Lautaro, en la planilla Excel “Oficio 15_2025_CEI_Plan Inversión_Mantenimiento_2025_Lautaro_Araucania” se detallan las actividades informadas por las empresas eléctricas para dicha comuna.

4. En relación a las consultas específicas que se formularon a este organismo fiscalizador, se puede informar lo siguiente:

4.1 Se supervise y fiscalice la reposición del suministro eléctrico en la Región de La Araucanía, especialmente en los sectores de El Escudo, El Recorrido y Las Minas, todos de la comuna de Lautaro.

En relación a las interrupciones de suministro, la fiscalización realizada por la SEC dice relación con la verificación del cumplimiento de los indicadores exigibles a las empresas distribuidoras, y en los casos en que se excedan los indicadores normativos, de responsabilidad de las distribuidoras, se procede al inicio de los procedimientos sancionatorios correspondientes.

En el caso de la empresa CODINER, para la comuna de Lautaro, se observan los siguientes registros de interrupciones globales medidos bajo el indicador SAIDI (tiempo promedio de interrupción por cliente conectado, medido en horas):



En base a estas interrupciones totales, y realizados los ajustes normativos señalados en el art 4-2 de la NTCS, que indica que el cálculo de indicadores se realizará realizando el descuento de interrupciones solicitadas por el cliente; desconexiones de emergencia; las calificadas como de fuerza mayor por parte de la SEC; las debidas a Estado Anormal y Estado Anormal Agravado. Según lo cual se llega a la siguiente evaluación del SAIDI normativo:

PAR COMUNA - EMPRESA	DENSIDAD	LIMITE SAIDI (hrs)	CLIENTES	SAIDI NTCS (JUN 2025)	CONCLUSIÓN	RANGO DE SAIDI PERIODO
LAUTARO - CODINER	TREMADAMENTE BA	14	2366	4,18	No ha excedido	SAIDI NT ene a jun 2025 < 39,77% Lím. Anual

De los registros y gráficos anteriores, se desprende que la empresa ha registrado (y demostrado) una alta tasa de fallas calificadas como fuerza mayor, en la comuna de Lautaro. Razón por la cual la empresa no fue objeto de procesos sancionatorios derivados del temporal de agosto 2024, a diferencia de las empresas Frontel y CGE para la misma Región. Sin perjuicio de lo anterior, su situación se encuentra en evaluación respecto del temporal de junio de 2025.



Caso:2260488 Acción:3983327 Documento:4613205
V°B° MCS/JCS/NMM

Sobre este punto, se debe indicar que el art. 4-2 de la NTCS, y art. 224 del DS 327/97, Reglamento de la Ley Eléctrica, establece que, ante condiciones de fuerza mayor, no son exigibles las condiciones de calidad o continuidad exigidas en la normativa eléctrica.

Según se puede apreciar en la tabla siguiente, para la comuna consultada, el par CODINER – Lautaro, la empresa se encuentra dentro del estándar global normativo de interrupciones, para el periodo enero – mayo de 2025.

Sin perjuicio de lo anterior, dado que el indicador global representa un promedio de interrupciones por cliente de la comuna, pudiendo existir sectores con mayor afectación como los descritos en su presentación, **se requerirán antecedentes adicionales a la empresa, para que realice la evaluación y mejoramientos necesarios en los sectores descritos de Lautaro.**

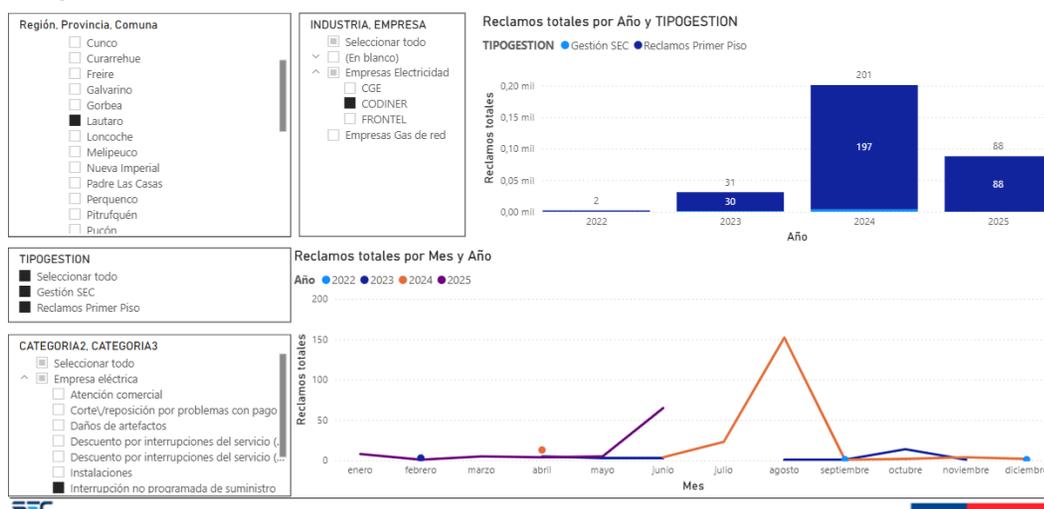
4.2 En relación a las denuncias recibidas en contra de CODINER en la comuna de Lautaro, puedo informar lo siguiente.

El registro de reclamos recibidos por la SEC, en contra de CODINER, por materias relacionadas con las interrupciones de suministro, muestra un total de 201 reclamos en 2024 y 88 reclamos en 2025, incluido el mes de junio, en que se presentó el ingreso del sistema frontal que afectó a la región.

RECLAMOS INGRESADOS EN LA SEC (Rec. Totales SEC = [Σ Reclamos ingresados en la SEC])

Reclamos ingresados mediante plataformas de la SEC. Incluye reclamos de Gestión Empresa (primer piso) y de gestión SEC.

Fuente: RightNow.



Adicionalmente señalar que anualmente la SEC realiza la encuesta ECSE, de satisfacción de los usuarios, en que la empresa recibe la calificación, estadísticamente válida, de la percepción de sus usuarios, respecto del servicio prestado a los usuarios. Materia que integra la posición en el ranking anual de empresas distribuidoras eléctricas.

En mérito de lo expuesto, esta Superintendencia estima haber atendido el requerimiento efectuado a través de documento del ANT

MARTA CABEZA VARGAS

Superintendente de Electricidad y Combustibles

Distribución:

- Cámara de Diputados
- DJ
- Gabinete
- Archivo SEC



Caso:2260488 Acción:3983327 Documento:4613205
V°B° MCS/JCS/NMM