

Anexo Técnico del Pliego Normativo RPTD N° 17

Capítulo Indicadores del SGIIE

SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Febrero de 2023

CONTENIDOS

1	OBJETIVO Y ALCANCES.....	3
1.1	ANTECEDENTES GENERALES	3
1.2	OBJETIVO	3
1.3	ALCANCE Y REPORTABILIDAD	3
2	TERMINOLOGÍA Y DEFINICIONES.....	4
3	INDICADORES DEL SGIIE	5
3.1	NOMENCLATURA INDICADORES.....	5
3.2	INDICADORES DE CUMPLIMIENTO DEL SGIIE	5
4	DEFINICIÓN DE INDICADORES DEL SGIIE	6
4.1	CANTIDAD DE ACCIDENTES ELÉCTRICOS DE PERSONAS (CAEP)	6
4.2	RELACIÓN ENTRE ACCIDENTES ELÉCTRICOS Y TOTALES (RAET)	7
4.3	GESTIÓN DE NO CONFORMIDADES DEL SGIIE (GNCS)	8
4.4	GESTIÓN DE NO CONFORMIDADES POTENCIALES (GNCP).....	9
4.5	TASA DE INVESTIGACIÓN DE CAUSAS BASALES DE ACTIVOS CRÍTICOS (TICB).....	10
4.6	RELACIÓN ENTRE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO (RMPC)	11
4.7	CUMPLIMIENTO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO (CPMP)	12
4.8	RELACIÓN ENTRE EL OPEX Y LA VALORIZACIÓN DE ACTIVOS ELÉCTRICOS (OPEV)	13
4.9	RELACIÓN ENTRE EL CAPEX Y LA VALORIZACIÓN DE ACTIVOS ELÉCTRICOS (CAPV).....	14
4.10	CANTIDAD DE INCIDENTES DE ACTIVOS CRÍTICOS (CIAC)	15
5	ALCANCES DE LOS INDICADORES	16
5.1	INDICADORES SEGMENTO DISTRIBUCIÓN (DX)	16
5.2	INDICADORES – SEGMENTO TRANSPORTE (TX)	17
5.2.1	Subsegmento Transmisión Nacional.....	17
5.2.2	Subsegmento Transmisión Zonal	17
5.2.3	Subsegmento Transmisión Dedicada	17
5.3	INDICADORES – SEGMENTO PRODUCCIÓN (PX).....	18
5.3.1	Producción sobre 20 MW de potencia	18
5.3.2	Producción igual o menor a 20 MW de potencia.....	18
5.4	INDICADORES DE CUMPLIMIENTO DEL SGIIE – CLIENTES LIBRES.....	18
6	REPORTABILIDAD DE INDICADORES	18

1 OBJETIVO Y ALCANCES

1.1 Antecedentes generales

El Decreto Supremo N°109/2017, del Ministerio de Energía, Reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica, establece en su artículo 9°, que los operadores de dichas instalaciones eléctricas, deberán contar con un Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas (SGIIE), que incluya lo requerido en el Pliego Técnico Normativo - RPTD N° 17.

Por su parte, el Pliego Técnico Normativo - RPTD N°17 indica, dentro de sus disposiciones generales en el punto 5.4, que las empresas deberán informar los indicadores de cumplimiento asociados al SGIIE, según los lineamientos que establezca la Superintendencia en el Anexo Técnico del SGIIE. Estos indicadores deberán ser consistentes con la maximización de las condiciones de seguridad, continuidad, calidad de suministro eléctrico e integridad de las instalaciones.

En función de lo anterior, el presente documento como parte del Anexo Técnico asociado al RPTD N°17 establece un conjunto de indicadores, los segmentos de negocio en que se aplican y los mecanismos de comunicación a la Superintendencia.

1.2 Objetivo

Definir el conjunto de indicadores que contribuyan a mejorar las condiciones de seguridad, continuidad, calidad del suministro eléctrico, así como la integridad de sus instalaciones.

1.3 Alcance y Reportabilidad

El presente documento establecerá para cada segmento de participación del negocio eléctrico y tamaño relativo dentro de este, la obligatoriedad en la generación, mantención y comunicación del conjunto de indicadores que les aplique.

2 TERMINOLOGÍA Y DEFINICIONES

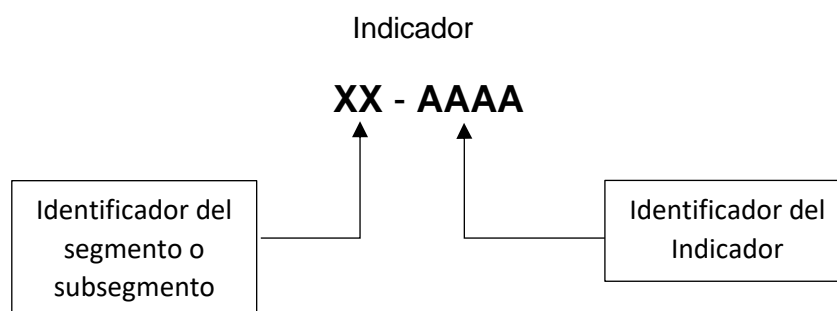
Las siguientes definiciones son complementarias a las establecidas en el punto 4 del pliego técnico normativo RPTD N°17, y son necesarias para la definición de los indicadores de cumplimiento descritos en el presente documento.

Activo Crítico	Activo con el potencial para impactar significativamente el logro de los objetivos del SGIIE. Los activos pueden ser críticos para la seguridad, el entorno, el cumplimiento de estándares de servicio, el cumplimiento de requisitos legales, reglamentarios y normativos, por suministrar servicio a clientes críticos, o por su interdependencia con otros activos.
Activo Principal	Activo que no reúne los requisitos para ser clasificado como activo crítico, pero que, por la importancia de su función requerida o por la interdependencia con otros activos, tiene un nivel de criticidad suficiente para que la empresa decida incluirlo dentro del alcance del SGIIE.
Avería	Estado de un elemento caracterizado por la inaptitud para realizar una función requerida, excluyendo la inaptitud durante el mantenimiento preventivo o por otras acciones planificadas, o debido a la falta de recursos externos. La avería puede ser total o parcial, en este último caso el elemento únicamente puede realizar algunas de las funciones requeridas.
Falla	Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida. La falla es el evento que produce la avería, que es el estado.
Función requerida	Función, combinación de funciones o una combinación total de funciones de un elemento que se consideran necesarias para satisfacer un requisito dado.
Integridad de instalaciones	Aptitud de una instalación para desarrollar la función requerida de manera eficaz y segura para las personas, las cosas y el entorno, durante todo su ciclo de vida y en total cumplimiento de las disposiciones legales y normativas.
Mantenimiento	Combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión realizadas durante el ciclo de vida de un elemento, destinadas a conservarlo o a devolverlo a un estado en el que pueda desempeñar la función requerida.
Mantenimiento correctivo	Mantenimiento que se realiza después del reconocimiento de una avería y que está destinado a poner a un elemento en un estado en que pueda realizar una función requerida. El mantenimiento correctivo puede ser inmediato o diferido.
Mantenimiento preventivo	Mantenimiento llevado a cabo, antes de una falla, para evaluar y/o mitigar la degradación y reducir la probabilidad de falla de un elemento. El mantenimiento preventivo puede ser predeterminado o basado en la condición.
Plan de mantenimiento	Conjunto estructurado y documento de tareas que incluyen las actividades, los procedimientos, los recursos y la duración necesaria para realizar el mantenimiento.

3 INDICADORES DEL SGIIE

3.1 Nomenclatura Indicadores

Para efectos de presentación, cada indicador se identificará mediante 6 letras, las primeras dos (XX) dan cuenta del segmento o subsegmento al cual pertenece la entidad informante, según lo establecido en la sección 5 del presente documento. Las siguientes cuatro (AAAA) corresponderán a las siglas del nombre del indicador. Por tanto, cada indicador se representará según la siguiente estructura:



3.2 Indicadores de Cumplimiento del SGIIE

De acuerdo con lo anterior, a continuación, se listan los indicadores de cumplimiento del Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas, contenidos en el presente Anexo Técnico. Los que deben ser informados de acuerdo con lo indicado en la sección 6.

Código Indicador	Nombre Indicador
XX-CAEP	Cantidad de Accidentes Eléctricos de Personas
XX- RAET	Relación entre Accidentes Eléctricos y Totales
XX-GNCS	Gestión de No Conformidades del SGIIE
XX-GNCP	Gestión de No Conformidades Potenciales
XX-TICB	Tasa de Investigación de Causas Basales de Activos Críticos
XX-RMPC	Relación entre Mantenimiento Preventivo y Correctivo
XX-CPMP	Cumplimiento Plan de Mantenimiento Preventivo
XX-OPEV	Relación entre el OPEX y la Valorización de activos eléctricos
XX-CAPV	Relación entre el CAPEX y la Valorización de activos eléctricos
XX-CIAC	Cantidad de Incidentes de Activos Críticos

Tabla N° 1: Indicadores de Cumplimiento del SGIIE

4 DEFINICIÓN DE INDICADORES DEL SGIIE

4.1 Cantidad de Accidentes Eléctricos de Personas (CAEP)

Indica la cantidad de accidentes por contacto eléctrico directo o indirecto, arco eléctrico o cualquier otra forma de contacto o exposición con una fuente de energía eléctrica, durante el periodo de evaluación, que se produzcan en las instalaciones de propiedad o bajo la responsabilidad de la Empresa y que estén dentro del alcance del Decreto Supremo N° 109/2017.

Para efectos de establecer la cantidad de accidentes eléctricos, se contabilizarán los ocurridos al personal propio (interno), subcontratado (externo) y a terceros no relacionados con la Empresa, independientemente de la gravedad o responsabilidad en el origen de estos.

Requisitos de referencia:

Artículos 16°, 17° y 18° del D.S. 109/2017.

Numerales 5.15 y 6.5 del pliego técnico normativo RPTD N° 17.

Resolución Exenta SEC N° 31.619, de fecha 20 de enero de 2020, Establece procedimiento para informar accidentes ocurridos en instalaciones eléctricas.

Expresión:

No aplica

Formato de número:

(Número entero positivo sin decimales).

Unidad:

No aplica

Ejemplo de resultado:

25

4.2 Relación entre Accidentes Eléctricos y Totales (RAET)

Indica el porcentaje de accidentes eléctricos con afectación física a personas contratadas y subcontratadas por la Empresa, sobre el total de accidentes ocurridos en las instalaciones de propiedad o bajo su responsabilidad y que se encuentren dentro del alcance del Decreto Supremo N° 109/2017.

Para efectos de la cantidad de accidentes se contabilizarán solo los accidentes con días perdidos que hayan afectado a personal propio (interno) y/o subcontratado (externo). Por tanto, para este indicador se excluyen a terceros (no relacionados con la Empresa).

Requisitos de referencia:

Artículo 16° del D.S. 109/2017.

Expresión:

$$RAET = \frac{\text{Cantidad de accidentes eléctricos con días perdidos}}{\text{Cantidad total de accidentes con días perdidos}} \times 100 [\%]$$

Donde:

- a) Cantidad de accidentes eléctricos con días perdidos: Considera solo los accidentes eléctricos, es decir, los accidentes en que el personal propio o subcontratado tuvo contacto directo o indirecto con una fuente de energía eléctrica y que contemplaron días perdidos.
- b) Cantidad total de accidentes con días perdidos: Considera el total de accidentes, que afectaron personal propio o subcontratado, independiente de la causa y que contemplaron días perdidos. Por ejemplo, en este caso incluye accidentes de tránsito, así como cualquier otro accidente de origen eléctrico y no eléctrico que afecte al personal.

Formato de número:

#,# (Número real positivo redondeado a un decimal según la regla de redondeo general. Es decir, se aumentará al número mayor más próximo cuando la última cifra sea igual o superior a 5).

Unidad:

% (porcentaje).

Ejemplo de resultado:

16,5% (si el valor del cálculo da un resultado comprendido entre 16,45 y 16,54).

4.3 Gestión de No Conformidades del SGIIE (GNCS)

Indica el nivel de gestión de la empresa en el tratamiento de no conformidades, la cual corresponde a la razón entre no conformidades cerradas respecto del total de no conformidades identificadas relacionadas al SGIIE. Este indicador busca que la organización adopte medidas tendientes a evitar la reiteración y mitigar las consecuencias de las no conformidades.

Este indicador considera las no conformidades asociadas a la exigencia del punto 5.15 del RPTD N°17 de contar con procesos de soporte a la gestión de no conformidades entre otros.

Así mismo, se relaciona con otros aspectos de la norma NCh-ISO 55001, cómo el artículo 9.3 que indica que la alta dirección de la empresa debe hacer seguimiento respecto de las no conformidades y el 10.1 que establece los procesos de soporte a la gestión de estas.

Una no conformidad cerrada es aquella sobre la cual se aplicó una acción correctiva, la cual corresponde a la acción para eliminar la causa de una no conformidad y para prevenir la recurrencia (3.4.1 NCh-ISO 55000). Mientras que la no conformidad identificada, corresponderá al incumplimiento de un requisito (3.1.11 NCh-ISO 55000).

Requisitos de referencia:

Artículo 9° del D.S. 109/2017.

Numerales 5.15 y 5.22 del pliego técnico normativo RPTD N° 17.

Requisito 9.3 de la NCh-ISO 55001.

Requisito 10.1 de la norma NCh-ISO 55001 y directrices 10.1 de la NCh-ISO 55002.

Expresión:

$$GNCS = \frac{\text{Cantidad de no conformidades cerradas}}{\text{Cantidad de no conformidades identificadas}} \times 100 [\%]$$

Donde:

- a) Cantidad de no conformidades cerradas: Corresponde al número de no conformidades resueltas. Se entenderá por no conformidad resuelta, la que sea gestionada satisfactoriamente después de la aplicación de una acción correctiva.
- b) Cantidad de no conformidades identificadas: Considera todas las no conformidades identificadas a través de alguna revisión, sea esta rutinaria, o producto de una contingencia o mediante auditorías internas o externas que se realicen al SGIIE.

En el caso excepcional en que la empresa no haya detectado ninguna no conformidad durante el periodo de evaluación, este indicador deberá informarse con un valor de cero ("0%").

Formato de número:

#,# (Número real positivo redondeado a un decimal según la regla de redondeo general. Es decir, se aumentará al número mayor más próximo cuando la última cifra sea igual o superior a 5).

Unidad:

No aplica

Ejemplo de resultado:

92,6%

4.4 Gestión de No Conformidades Potenciales (GNCP)

Mide la gestión que realiza empresa destinada al tratamiento de no conformidades potenciales, que representan un riesgo para los activos, a fin de adoptar acciones preventivas tendientes a evitar la ocurrencia y preservar la función requerida de un activo.

Se entenderá como gestión de no conformidades potenciales la razón entre no conformidades potenciales cerradas respecto del total de no conformidades potenciales identificadas.

Para efectos del SGIIE y de este indicador, la acción preventiva corresponde a la acción para eliminar la causa de una no conformidad potencial no deseable (3.3.4 NCh-ISO 55000). Mientras que la no conformidad potencial, se entenderá como la detección de una situación o causa con el potencial de convertirse en una no conformidad real.

El SGIIE deberá disponer de procesos para dar soporte a la gestión de no conformidades potenciales para el desempeño de los activos, en conformidad al punto 10.2 de la norma NCh-ISO 55001.

Considera las no conformidades, asociadas a la exigencia del punto 5.15 del RPTD N°17, a las cuales la alta dirección debe hacer seguimiento de acuerdo con el artículo 9.3 de la NCh-ISO 55001.

Requisitos de referencia:

Numerales 5.15 y 5.22 del pliego técnico normativo RPTD N° 17.

Requisitos 9.3 y 10.2 NCh-ISO 55001 y 10.2 de la NCh-ISO 55002.

Expresión:

$$GNCP = \frac{\text{Cantidad de no conformidades potenciales cerradas}}{\text{Cantidad de no conformidades potenciales identificadas}} \times 100 [\%]$$

Donde:

- a) Cantidad de no conformidades potenciales cerradas: Corresponde al número de no conformidades potenciales resueltas. Se entenderá por no conformidad resuelta, la que sea cerrada satisfactoriamente después de la aplicación de una acción preventiva.
- b) Cantidad de no conformidades potenciales identificadas: Considera la cantidad de no conformidades potenciales relacionadas con el desempeño de los activos. Este indicador no incluye las no conformidades descritas en el indicador de 4.3 del presente anexo, ya que dichas no conformidades corresponden a un incumplimiento real y no a uno potencial como en este caso.

En el caso excepcional en que la empresa no haya detectado ninguna no conformidad Potencial durante el periodo de evaluación, el indicador debe ser informado con un valor de cero ("0,0").

Formato de número:

#,# (Número real positivo redondeado a un decimal según la regla de redondeo general. Es decir, se aproxima al dígito superior cuando la última cifra sea igual o superior a 5).

Unidad:

% (porcentaje).

Ejemplo de resultado:

94,5% (si el valor del cálculo da un resultado comprendido entre 94,45 y 94,54).

4.5 Tasa de Investigación de Causas Basales de Activos Críticos (TICB)

Indica la relación de los análisis que la Empresa realizó para tratar la(s) causa(s) raíz(ces) de las no conformidades detectadas, a fin de controlarlas, evitar o reducir la probabilidad de reiteración y/o mitigar las consecuencias de cada afectación de un activo crítico. A modo consulta ver norma IEC 62740/2015 “*Root cause analysis (RCA)*”.

Se entenderá que cada afectación de un activo crítico implica la elaboración de un informe de investigación que debe incluir el análisis de causa basal (causa raíz). Por lo tanto, la empresa dispondrá de un proceso documentado para la investigación y el análisis de causas basales que originaron la afectación del activo, según lo dispuesto en el numeral 5.22 del pliego técnico RPTD N° 17.

Para efectos de este indicador, se entenderá como un activo afectado, cuando se produzca una avería parcial o total del propio activo, incluyendo los elementos necesarios para la operación, montaje o protección del activo.

Requisitos de referencia:

Artículo 9° del D.S. 109/2017.

Numerales 5.15 y 5.22 del pliego técnico normativo RPTD N° 17.

Requisito 10.1 de la norma NCh-ISO 55001 y las directrices 10.1 de la NCh-ISO 55002.

Expresión:

$$TICB = \frac{\text{Cantidad de informes de investigación con análisis de causa basal}}{\text{Cantidad de afectaciones de activos críticos}} \times 100 [\%]$$

- a) Cantidad de informes de investigación con análisis de causa basal: Cuando resulte afectado un activo crítico, se debe realizar el correspondiente informe de investigación, análisis y evaluación de soluciones viables o análisis de causa raíz, el cual formará parte de la información documentada del SGIIE.
- b) Cantidad de afectaciones de activos críticos: Se considerarán las averías, mantenimientos correctivos con o sin interrupción de servicio u operación, las desconexiones no programadas y las desconexiones por curso forzoso que afecten a un activo crítico.

Formato de número:

#,# (Número real positivo redondeado a un decimal según la regla de redondeo general. Es decir, se aumentará al número mayor más próximo cuando la última cifra sea igual o superior a 5).

Unidad:

% (porcentaje).

Ejemplo de resultado:

94,5% (si el valor del cálculo da un resultado comprendido entre 94,45 y 94,54).

4.6 Relación entre Mantenimiento Preventivo y Correctivo (RMPC)

Muestra la relación entre la cantidad de horas humanas (HH) destinadas al mantenimiento preventivo en las instalaciones, con respecto al total del HH destinadas al mantenimiento total (preventivo más correctivo), independientemente que las HH de mantenimiento correspondan a personal propio y/o subcontratado.

El mantenimiento preventivo (llevado a cabo antes de una falla) incluye el mantenimiento predeterminado y el mantenimiento basado en la condición. El mantenimiento predeterminado se realiza de acuerdo con intervalos de tiempo establecidos o según un número definido de unidades de funcionamiento. Mientras que el mantenimiento basado en la condición corresponde a la combinación de la evaluación de las condiciones físicas, el análisis y las posibles acciones de mantenimiento posteriores. El mantenimiento basado en la condición se subdivide en mantenimiento predictivo y no predictivo. A modo de consulta ver el Anexo A de la norma EN-13306/2017 “*Maintenance – Maintenance terminology*”.

El mantenimiento correctivo puede ser inmediato o diferido. El mantenimiento correctivo inmediato es el más habitual y como su nombre lo indica, se realiza al momento de detectarse la avería, mientras que el mantenimiento correctivo diferido se retrasa (o programa) de acuerdo con reglas o criterios establecidos por los propietarios u operadores de las instalaciones.

Que una actividad de mantenimiento correctivo pueda ser diferida o programada, en ningún caso implica que el activo no requiera ser reemplazado o reparado, por lo tanto, siempre debe ser contabilizado como mantenimiento correctivo.

Requisitos de referencia:

Artículo 9° del D.S. 109/2017.

Numerales 5.18 del pliego técnico normativo RPTD N° 17.

Expresión:

$$RMPC = \frac{\text{Cantidad de HH de mantenimiento preventivo}}{\text{Cantidad total de HH de mantenimiento}} \times 100 [\%]$$

Donde:

- a) Cantidad de HH de mantenimiento preventivo: Corresponden a las HH de mantenimiento preventivo efectivamente ejecutadas. Excluye las HH de cualquier actividad de mantenimiento preventivo que no fueron ejecutadas en el periodo de evaluación.
- b) Cantidad total de HH de mantenimiento: Corresponde al total de HH de mantenimiento efectivamente ejecutadas. Es decir, considera la cantidad de HH de mantenimiento preventivo más las HH asociadas a actividades de mantenimiento correctivo. En este último caso incluye las HH destinadas a la atención de averías, mantenimientos correctivos con o sin interrupción (curso forzoso) durante el periodo de evaluación.

Formato de número:

#,# (Número real positivo redondeado a un decimal según la regla de redondeo general. Es decir, se aumentará al número mayor más próximo cuando la última cifra sea igual o superior a 5).

Unidad:

% (porcentaje).

Ejemplo de resultado:

90,5% (si el valor del cálculo da un resultado comprendido entre 90,45 y 90,54)

4.7 Cumplimiento del Plan de Mantenimiento Preventivo (CPMP)

Muestra la relación entre la cantidad de HH del plan de mantenimiento preventivo, efectivamente ejecutado, con respecto a la totalidad de HH de actividades preventivas contempladas para el periodo.

El plan de mantenimiento preventivo puede estar subdividido en diferentes planes, por ejemplo: plan de mantenimiento general, plan de mantenimiento mayor, etc. Pero para efectos de este indicador, las actividades se considerarán como si fueran parte de un mismo plan de mantenimiento preventivo en la medida que dichas actividades hayan sido ejecutadas sobre las instalaciones eléctricas correspondientes.

Las actividades del plan son las relacionadas con activos del sistema eléctrico a los cuales le aplica el SGIIE (instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica) y de otros activos, no eléctricos, necesarios para su adecuado funcionamiento, por ejemplo; los activos de una central termoeléctrica necesarios para el funcionamiento de las turbinas, la represa en una central hidroeléctrica, etc.

Excluye, por lo tanto, las actividades de mantenimiento de edificios corporativos, comerciales, de atención a clientes o administrativos, vehículos, herramientas o similares, así como cualquier otro activo que no tenga directa relación en la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica.

Requisitos de referencia:

Artículo 9° del D.S. 109/2017.

Numerales 5.18 del pliego técnico normativo RPTD N° 17.

Expresión:

$$CPMP = \frac{N^{\circ} \text{ de HH del plan de mantenimiento preventivo ejecutadas}}{N^{\circ} \text{ de HH del plan de mantenimiento preventivo}} \times 100 [\%]$$

Donde:

- a) N° de HH del plan de mantenimiento preventivo ejecutadas: Corresponde a las HH de las actividades incluidas en el plan de mantenimiento preventivo que fueron efectivamente ejecutadas en el periodo de evaluación.

Excluye, por lo tanto, todas las HH de actividades del plan de mantenimiento preventivo que, por causas de responsabilidad internas, externa o de fuerza mayor, no fueron ejecutadas, inclusive si estas fueron reprogramadas para el periodo siguiente.

- b) N° de actividades del plan de mantenimiento preventivo: Corresponde al número total de HH de actividades del plan de mantenimiento preventivo planificadas para ser ejecutadas en el periodo.

Formato de número:

#,# (Número real positivo redondeado a un decimal según la regla de redondeo general. Es decir, se aproxima al dígito superior cuando la última cifra sea igual o superior a 5).

Unidad:

% (porcentaje).

Ejemplo de resultado:

90,5% (si el valor del cálculo da un resultado comprendido entre 90,45 y 90,54).

4.8 Relación entre el OPEX y la Valorización de Activos Eléctricos (OPEV)

Este indicador mide la relación entre el gasto operacional real empleado para mantener el funcionamiento de las instalaciones eléctricas y la valorización total de los activos que contemplan dichas instalaciones. Incluye el gasto de operación y mantención que se relaciona directamente con las instalaciones eléctricas de la empresa.

Excluye, actividades comerciales, ingeniería, así como administración y gestión, y también aquellas que no se relacionen con las instalaciones eléctricas materia del SGIIE.

Expresión:

$$OPEV = \frac{\text{Gasto en O\&M}}{\text{Valorización de los activos eléctricos}} \times 100 [\%]$$

- a) Gasto en O&M: Gasto operacional real utilizado en actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas.
- b) Valorización de los activos eléctricos: Corresponde a la valorización total de los activos eléctricos. Por ejemplo, para el segmento de distribución, corresponde a la valorización de las instalaciones vigentes al momento de informar los indicadores, expresado en la misma unidad monetaria del gasto operacional del literal a).

Formato de número:

#,# (Número real positivo redondeado a un decimal según la regla de redondeo general. Es decir, se aumentará al número mayor más próximo cuando la última cifra sea igual o superior a 5).

Unidad:

% (porcentaje).

Ejemplo de resultado:

3,5% (si el valor del cálculo da un resultado comprendido entre 3,45 y 3,54).

4.9 Relación entre el CAPEX y la Valorización de Activos Eléctricos (CAPV)

Este indicador mide la relación entre la inversión anual efectiva realizada en las instalaciones eléctricas y la correspondiente valorización total de los activos que contemplan dichas instalaciones.

Requisitos de referencia:

Artículo 313 del D.S. 327/97.

Expresión:

$$CAPV = \frac{CAPEX \text{ instalaciones eléctricas}}{\text{Valorización de los activos eléctricos}} \times 100 [\%]$$

- a) CAPEX instalaciones eléctricas: Inversión anual realizada en la renovación y mejora de instalaciones eléctricas. Incluye la adaptación a nuevas exigencias de las normativas técnicas, mejora en la eficiencia y confiabilidad de la operación y en la continuidad del servicio.

Excluye las obras de expansión de la red y aumentos de capacidad en la prestación del servicio por nuevos suministros.

- b) Valorización de los activos eléctricos: Corresponde a la valorización total de los activos eléctricos. En el caso del segmento de distribución, corresponde a la valorización vigente al momento de informar los indicadores.

Formato de número:

#,# (Número real positivo redondeado a un decimal según la regla de redondeo general. Es decir, se aumentará al número mayor más próximo cuando la última cifra sea igual o superior a 5).

Unidad:

% (porcentaje).

Ejemplo de resultado:

3,5% (si el valor del cálculo da un resultado comprendido entre 3,45 y 3,54).

4.10 Cantidad de Incidentes de Activos Críticos (CIAC)

Indica la cantidad de incidentes que afecten a un activo crítico y que puedan provocar, o no, una interrupción de la continuidad suministro de las instalaciones. Se incluyen, por tanto, todas las averías independientemente que éstas sean parciales o totales, con o sin interrupción del suministro, incluyendo las clasificadas como de curso forzoso.

Para efectos de este indicador, se entenderá como un activo crítico afectado, cuando se produzca una avería parcial o total del propio activo incluyendo los elementos necesarios para la operación, montaje o protección del activo.

Requisitos de referencia:

Numeral 5.22 del pliego técnico normativo RPTD N° 17.

Expresión:

No aplica

Formato de número:

(Número entero positivo sin decimales).

Unidad:

No aplica

Ejemplo de resultado:

5

5 ALCANCES DE LOS INDICADORES

Los indicadores definidos serán calculados e informados en función del segmento y subsegmento en que se encuentre operando la empresa.

5.1 Indicadores Segmento Distribución (DX)

Los indicadores de cumplimiento indicados en la tabla N° 3, deberán ser calculados según se establece en la sección 4 del presente Anexo, y serán reportados por las empresas Distribuidoras de acuerdo con las instrucciones que para dichos efectos establezca la Superintendencia.

Indicador	Descripción
DX-CAEP	Cantidad de Accidentes Eléctricos de Personas
DX- RAET	Relación entre Accidentes Eléctricos y Totales
DX-GNCS	Gestión de No Conformidades del SGIIE
DX-GNCP	Gestión de No Conformidades Potenciales
DX-TICB	Tasa de Investigación de Causas Basales de Activos Críticos
DX-RMPC	Relación entre Mantenimiento Preventivo y Correctivo
DX-CPMP	Cumplimiento Plan de Mantenimiento Preventivo
DX-OPEV	Relación entre el OPEX y la Valorización de activos eléctricos
DX-CAPV	Relación entre el CAPEX y la Valorización de activos eléctricos

Tabla N° 3: Indicadores a reportar Segmento Distribución

5.2 Indicadores – Segmento Transporte (TX)

Los indicadores de cumplimiento indicados en las tablas N°s 4, 5 y 6 deberán ser calculados según se establece en la sección 4 del presente Anexo, y serán reportados por las empresas Transmisoras, de acuerdo con el subsegmento correspondiente y de acuerdo con las instrucciones que para dichos efectos establezca la Superintendencia.

5.2.1 Subsegmento Transmisión Nacional

Indicador	Descripción
TN-CAEP	Cantidad de Accidentes Eléctricos de Personas
TN- RAET	Relación entre Accidentes Eléctricos y Totales
TN-GNCS	Gestión de No Conformidades del SGIIE
TN-GNCP	Gestión de No Conformidades Potenciales
TN-TICB	Tasa de Investigación de Causas Basales de Activos Críticos
TN-RMPC	Relación entre Mantenimiento Preventivo y Correctivo
TN-CPMP	Cumplimiento Plan de Mantenimiento Preventivo
TN-CIAC	Cantidad de Incidentes de Activos Críticos

Tabla N° 4: Indicadores a reportar Subsegmento Transmisión Nacional

5.2.2 Subsegmento Transmisión Zonal

Indicador	Descripción
TZ-CAEP	Cantidad de Accidentes Eléctricos de Personas
TZ- RAET	Relación entre Accidentes Eléctricos y Totales
TZ-GNCS	Gestión de No Conformidades del SGIIE
TZ-GNCP	Gestión de No Conformidades Potenciales
TZ-TICB	Tasa de Investigación de Causas Basales de Activos Críticos
T-RMPC	Relación entre Mantenimiento Preventivo y Correctivo
TZ-CPMP	Cumplimiento Plan de Mantenimiento Preventivo
TZ-CIAC	Cantidad de Incidentes de Activos Críticos

Tabla N° 5: Indicadores a reportar Subsegmento Transmisión Zonal

5.2.3 Subsegmento Transmisión Dedicada

Indicador	Descripción
TD-CAEP	Cantidad de Accidentes Eléctricos de Personas
TD- RAET	Relación entre Accidentes Eléctricos y Totales

Tabla N° 6: Indicadores a reportar Subsegmento Transmisión Dedicada

5.3 Indicadores – Segmento Producción (PX)

Los indicadores de cumplimiento indicados en las tablas N°s 7 y 8 deberán ser calculados según se establece en la sección 4 del presente Anexo y serán reportados por las empresas del segmento de Producción, de acuerdo según corresponda, y de acuerdo con las instrucciones que para dichos efectos establezca la Superintendencia.

5.3.1 Producción sobre 20 MW de potencia

Indicador	Descripción
PX-CAEP	Cantidad de Accidentes Eléctricos de Personas
PX- RAET	Relación entre Accidentes Eléctricos y Totales

Tabla N° 7: Indicadores a reportar por Productoras sobre 20 MW de potencia

5.3.2 Producción igual o menor a 20 MW de potencia

Indicador	Descripción
PM-CAEP	Cantidad de Accidentes Eléctricos de Personas
PM- RAET	Relación entre Accidentes Eléctricos y Totales

Tabla N° 8: Indicadores a reportar por los PMG

5.4 Indicadores de Cumplimiento del SGIE – Clientes Libres

Los indicadores de cumplimiento indicados en la tabla N° 9 deberán ser calculados según se establece en la sección 4 del presente Anexo, y serán reportados por las empresas coordinadas con contrato de suministro no regulado (clientes libres) conectados a alguno de los sistemas de transmisión, de acuerdo con las instrucciones que para dichos efectos establezca la Superintendencia.

Indicador	Descripción
CL-CAEP	Cantidad de Accidentes Eléctricos de Personas
CL- RAET	Relación entre Accidentes Eléctricos y Totales

Tabla N°9: Indicadores a reportar por los Clientes Libres

6 REPORTABILIDAD DE INDICADORES

Para efectos de cálculo de estos indicadores, el periodo de evaluación se considerará como año calendario, es decir, los datos comprendidos entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año.

La Superintendencia comunicará la forma y medios en que las empresas deberán reportar estos indicadores.