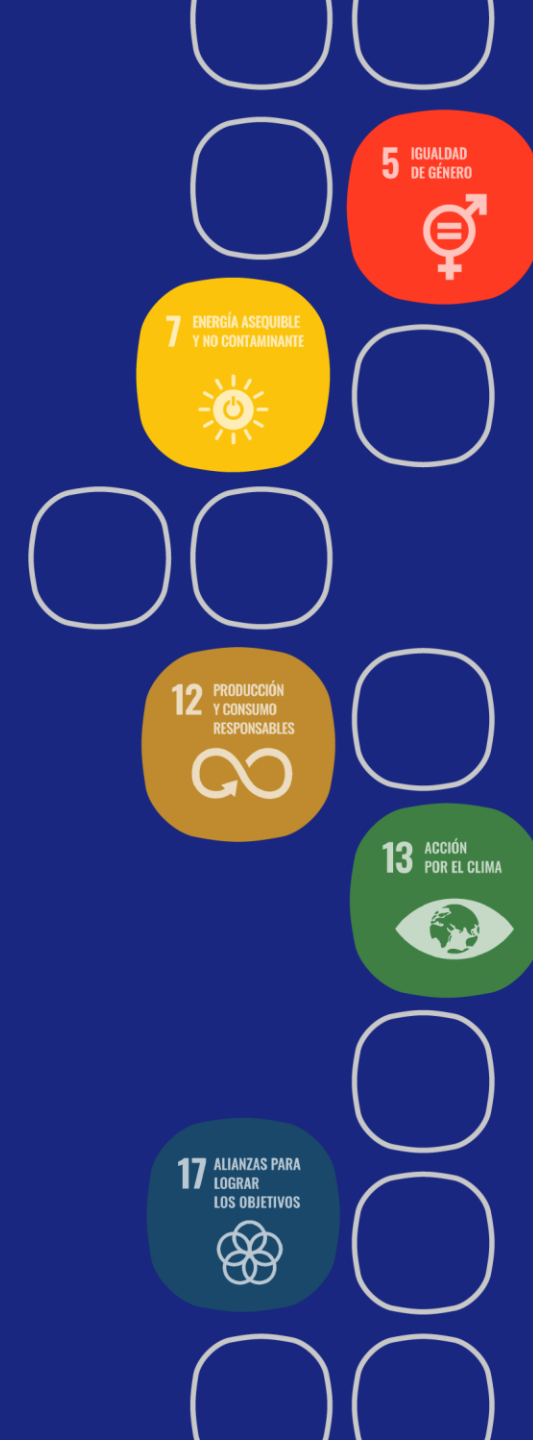


Propuesta Modificaciones Temas Misceláneos NTSyCS

Agosto de 2025



Propuesta Modificación Anexo Técnico: Información Técnica De Instalaciones y Equipamiento

Agosto de 2025





ANTECEDENTES RELACIONADOS CON EL ARTÍCULO 72-8 LGSE LETRAS a) y j)

Para dar claridad sobre los plazos, antecedentes y datos necesarios de instalaciones, equipamiento y componentes del proceso de valorización de instalaciones de transmisión, se propone incorporar un **anexo técnico** que resuma la secuencia administrativa y regulatoria asociada al artículo 72-8 y del reglamento de Calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de transmisión .

Artículos reglamento de calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de transmisión

Artículo 47.- En el caso de las instalaciones señaladas en el inciso tercero del artículo anterior, el V.I. corresponderá a la suma de los costos eficientes de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado, determinado conforme a las siguientes consideraciones:

- Para la determinación del V.I., la Comisión deberá utilizar la información a que se refieren las letras a) y j) del artículo 72°-8 de la Ley;
- El V.I. de las instalaciones de transmisión adquiridas e instaladas por una única empresa eficiente en cada segmento de los Sistemas de Transmisión y para cada Sistema de Transmisión Zonal, se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes de acuerdo a un principio de adquisición eficiente;
- Para efectos de incluir en el V.I. respectivo los derechos relacionados con el uso de suelo y los gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, se considerará lo señalado en el Capítulo 4 del presente Título en lo pertinente; y
- Para las obras que corresponda, la Comisión podrá considerar los costos eficientes asociados a labores de instalación que impliquen trabajos, desmontajes, faenas en instalaciones energizadas, construcción de variantes provisorias. Estos costos sólo podrán ser considerados por una única vez en el transcurso de un periodo tarifario.

Resumen oficios y cartas proceso de valorización

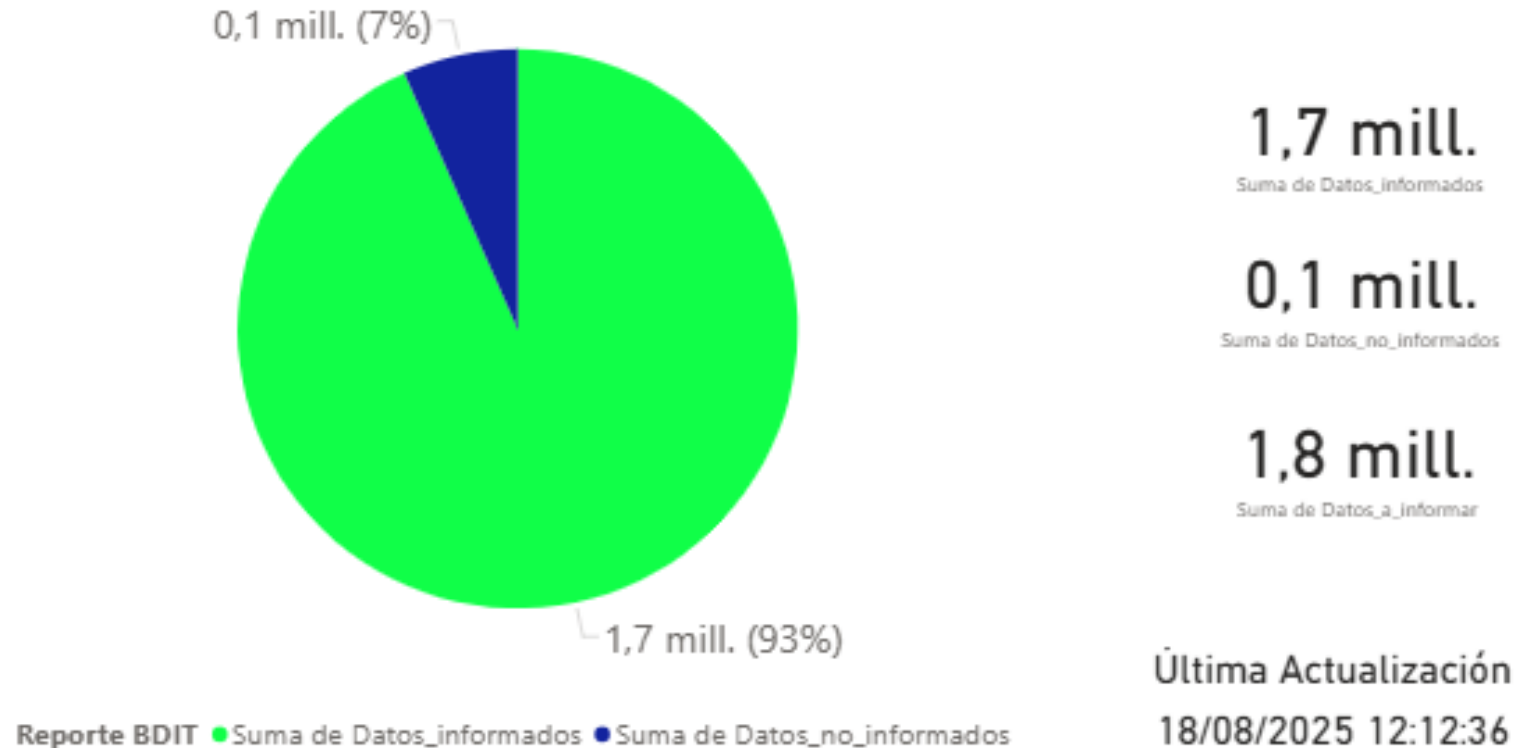
Oficio o Carta	Fecha	Materia
OF.ORD.N°876-2021	07-12-2021	Solicitud que indica en relación con la entrega de antecedentes para la conformación de los sistemas de información pública a que se refiere el artículo 72-8 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
DE06190-21	15-12-2021	Entrega de antecedentes para la conformación de los sistemas de información pública a que se refiere el artículo 72-8 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
DE01004-22	23-02-2022	Asociación de Transmisores de Chile A.G., nos solicita la extensión de plazo para la entrega de información y antecedentes de respaldo
DE00902-22	25-02-2022	Solicitud extensión de plazo de la entrega de información y antecedentes de las instalaciones que entraron en operación, hasta el cierre del informe técnico definitivo de calificación de instalaciones. Para que empresas entreguen los antecedentes requeridos.
OF.ORD.N°166-2022	03-04-2022	Se acepta extensión de plazo solicitada.
DE02144-23	18-05-2023	Solicita completar la información que indica para efectos del Proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión correspondiente al cuatrienio 2024-2027.
DE03017-23	06-07-2023	Solicita completar la información que indica para efectos del Proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión correspondiente al cuatrienio 2024-2027.
DE03613-23	08-08-2023	Solicita completar la información que indica para efectos del Proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión correspondiente al cuatrienio 2024-2027.
DE04112-23	06-09-2023	Solicita completar la información que indica para efectos del Proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión correspondiente al cuatrienio 2024-2027.
DE04601-23	05-10-2023	Solicita completar la información que indica para efectos del Proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión correspondiente al cuatrienio 2024-2027.
DE05769-23	14-12-2023	Solicita completar la información que indica para efectos del Proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión correspondiente al cuatrienio 2024-2027.
DE01386-24	13-03-2024	Solicita completar la información que indica para efectos del Proceso de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión correspondiente al cuatrienio 2024-2027.
RESOLUCIÓN EXENTA Nº460	30-08-2024	Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2024-2027.
DE04672-24	11-09-2024	Antecedentes requeridos para el desarrollo de los estudios de valorización de los sistemas de transmisión relativos al Artículo 105° de la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondientes al período 2024-2027.



**ANEXO TÉCNICO:
INFORMACIÓN TÉCNICA
DE INSTALACIONES Y
EQUIPAMIENTO**

Actualizado en marzo de 2025

Entrega de información base de datos información técnica



El anexo se actualizó, pero aún falta incluir instalaciones, equipos y antecedentes de respaldo en algunas instalaciones necesarios para poder llevar a cabo el proceso de verificación de la información.



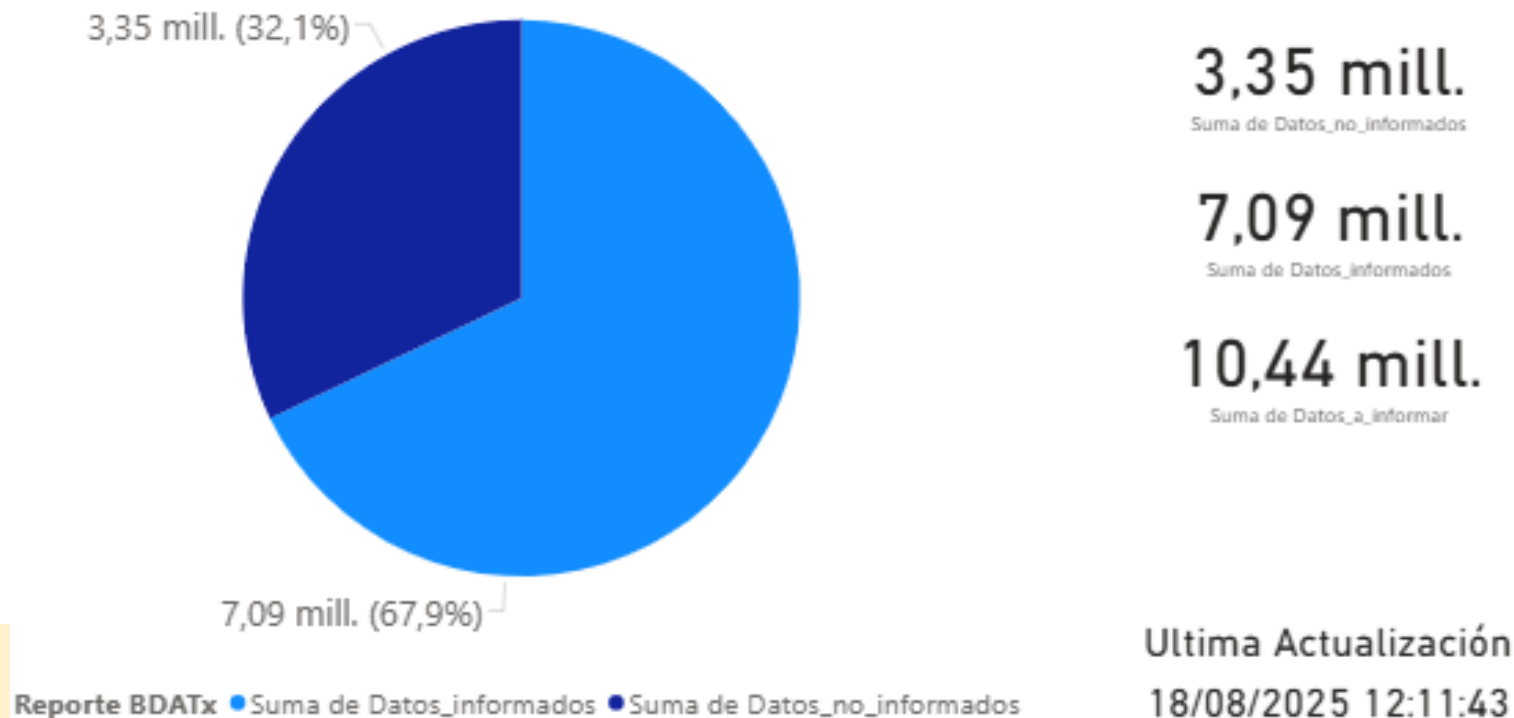
ANEXO TÉCNICO:

**Información Técnica De
Instalaciones y
Equipamiento y Derechos
de Uso de Suelos**

Noviembre 2022

**Propuesta del Coordinador
enviada en 2022**

Entrega de información base de datos activos de transmisión

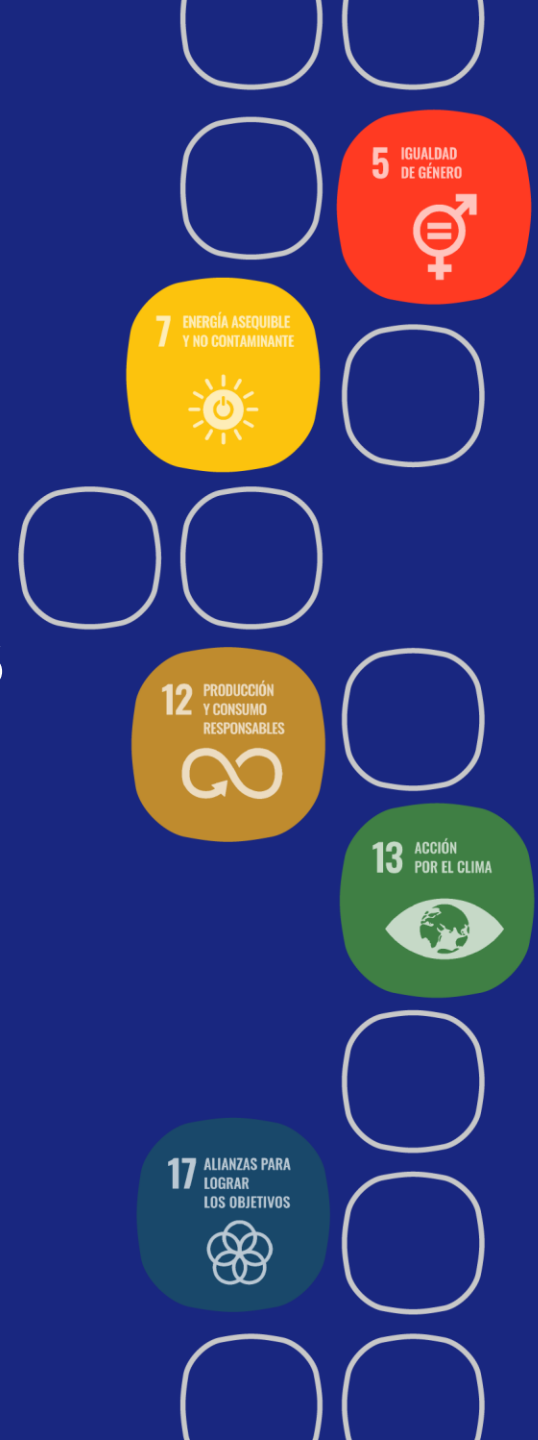


No existe un anexo técnico que formalice cuáles son las instalaciones, equipos y componentes, ni los datos y antecedentes necesarios para su verificación, que deban considerarse en el proceso de valorización de instalaciones de transmisión.

Propuesta Modificación

Anexo Técnico: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

Agosto de 2025

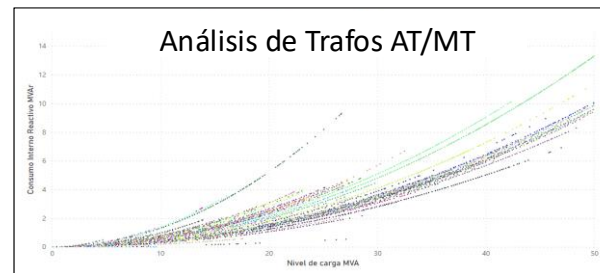
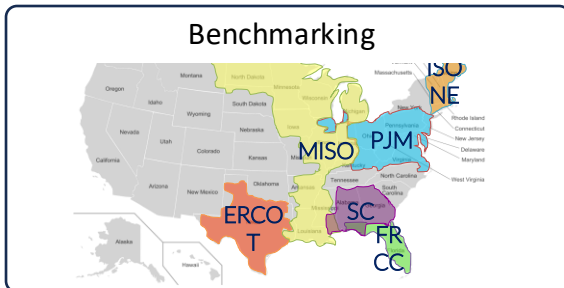


Propuestas de Modificación NTSyCS

Resumen de Criterios Propuestos

Criterios de Compensación de Reactivos en Transmisión Zonal

- Se propone criterios para la instalación de compensación en zonas críticas, producto del consumo de reactivos en los transformadores.



Resultados estudio requerimiento de Reactivos

Región	Nº de SSEE	Nº de Transf.	Déficit de reactivos [MVar]	Propuesta Compensación [MVar]
Antofagasta	1	2	23	21.8
Metropolitana	18	35	310	308
Total	19	37	333	330

Propuesta de Modificación NTSyCS

- Propuesta orientada a establecer las **disposiciones necesarias** para el desarrollo de Tx Zonal en ATMT sin **déficit de compensación de potencia reactiva**.

ANEXO TÉCNICO: EXIGENCIAS MÍNIMAS PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

TÍTULO IV. EXIGENCIAS GENERALES DE DISEÑO

Artículo 12 Equipos de Compensación

Al término del artículo, agregar el siguiente inciso:

Todo nuevo transformador de poder de una subestación primaria de distribución, para el suministro de cliente, deberá estar provisto de equipos de compensación de potencia reactiva, dimensionado para compensar el consumo interno de dicha potencia, inherente a su operación, de conformidad con las exigencias establecidas en la presente NT.

Respecto de los requerimientos de compensación de reactivos en las subestaciones primarias de distribución existentes, para el suministro de clientes, el Coordinador identifica dos posibles alternativas para normalizar dichas instalaciones. Por un lado, la incorporación de un procedimiento reglamentario, que derive en la inclusión de obras en los decretos de expansión de la transmisión o través de un estudio específico que se defina en la norma técnica.

AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

Artículo 46 Esquemas de barra e interruptores

En función de los requisitos establecidos en el Artículo 47 del presente Anexo Técnico, y de acuerdo con el estándar de la norma IEEE 605-2008, las subestaciones podrán tener los siguientes esquemas de barra e interruptores:

- a. Barra Simple o Barra Simple Seccionada
- b. Barra Principal y Barra de Transferencia
- c. Barra Principal Seccionada y Barra de Transferencia
- d. Doble Barra y Barra de Transferencia
- e. Doble Barra Simple Interruptor
- f. Doble Barra con Doble Interruptor
- g. Interruptor y Medio
- h. Esquema en Anillo

Las subestaciones podrán ser híbridas en su tecnología (HIS), siempre que se cumpla con las exigencias normativas de diseño y confiabilidad vigentes.

En las subestaciones no se permitirá que los paños pertenecientes a un patio tengan configuraciones de barra diferentes.

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1) Para proyectos con tensión menor a 220 kV, se han recibido proyectos de empresas que interpretan que no deben cumplir con el Artículo 46 (Esquemas de barra e interruptores) dado que no les aplica el Artículo 47 (Exigencias de confiabilidad), presentando configuraciones tipo monopaño sin barra.

2) Adicionalmente, han existido proyectos de generación que en su S/E elevadora, proyectan la acometida de la línea, y la conexión del transformador elevador, mediante un solo interruptor, y en ocasiones hasta sin barra. Proveer de manera clara la configuración requerida para SS/EE, de manera que puedan ser consideradas por desarrolladores de manera temprana en sus proyectos.

PROPUESTA

~~En función de los requisitos establecidos en el Artículo 47 del presente Anexo Técnico, y de acuerdo con el estándar de la norma IEEE 605-2008,~~ Las subestaciones ~~podrán~~ **deberán** tener los siguientes esquemas de barra e interruptores:

- a. Barra Simple o Barra Simple Seccionada
- b. Barra Principal y Barra de Transferencia
- c. Barra Principal Seccionada y Barra de Transferencia
- d. Doble Barra y Barra de Transferencia
- e. Doble Barra Simple Interruptor
- f. Doble Barra con Doble Interruptor
- g. Interruptor y Medio
- h. Esquema en Anillo

Las subestaciones podrán ser híbridas en su tecnología (HIS), siempre que se cumpla con las exigencias normativas de diseño y confiabilidad vigentes.

En las subestaciones no se permitirá que los paños pertenecientes a un patio tengan configuraciones de barra diferentes.

Todo Elemento Serie o Paralelo que se conecta al ST, deberá considerar su paño de manera independiente, con su respectivo interruptor, y dependiendo del tipo de configuración de barra que se conecta.

AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

Artículo 48 Disposición de paños

La disposición de los Paños o Bahías deberá ser tal que minimice la sobrecarga y distribuya apropiadamente los flujos en la barra.

La disposición de los paños y de los patios de la subestación deberá posibilitar una apropiada conexión de las líneas que convergen en la subestación, de modo tal de permitir el adecuado acceso a la instalación.

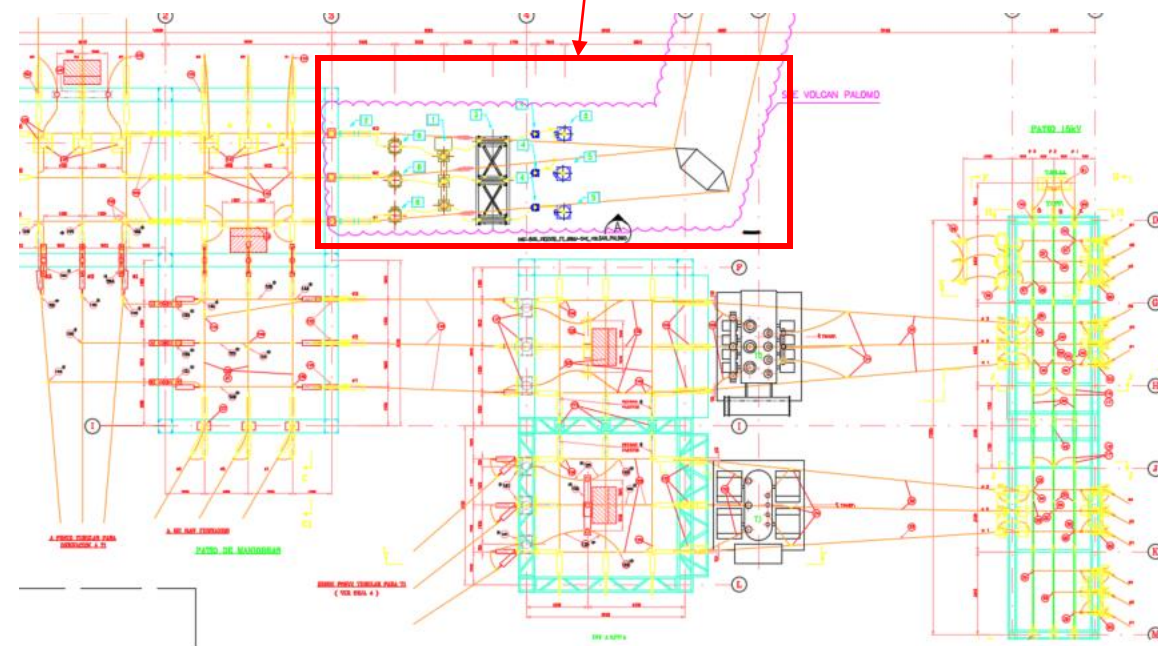
DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La disposición actual de los paños y patios en la subestación puede requerir el uso de vías de acceso y circulación existentes para proyectos nuevos (generación, almacenamiento, consumo, entre otros), lo que genera restricciones operativas y dificulta un acceso adecuado a las instalaciones. Es necesario establecer en el AT que se asegure la conexión eficiente de las líneas y el acceso seguro, sin interferir con las vías de circulación existentes.

PROPUESTA

La disposición de los Paños o Bahías deberá ser tal que minimice la sobrecarga y distribuya apropiadamente los flujos en la barra.

La disposición de los paños y de los patios de la subestación deberá posibilitar una apropiada conexión de las líneas que convergen en la subestación, de modo tal de permitir el adecuado acceso a la instalación, **sin utilizar vías de acceso y circulación existentes en la subestación.**



Propuesta Modificación

Anexo Técnico: Requisitos Técnicos Mínimos de instalaciones que se Interconectan al SI

Agosto de 2025



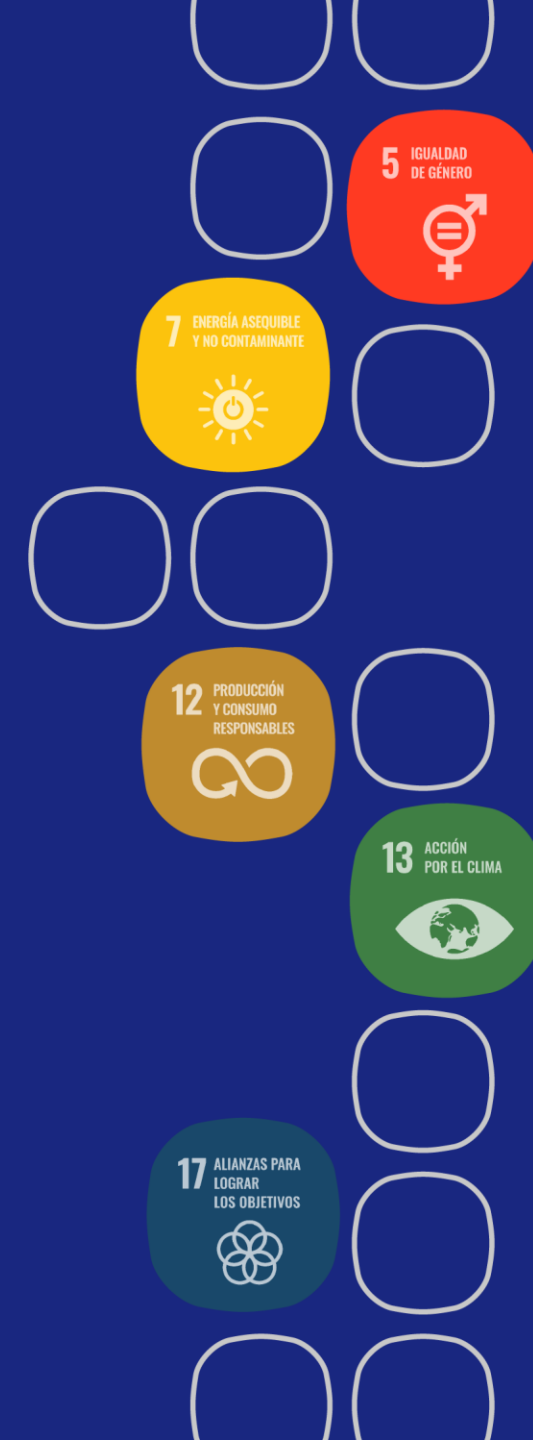
Se propone reformular la redacción los Artículos **27 Validación Final de la Información Técnica** y **28 Fin del periodo de Puesta en Servicio y Entrada en Operación**.

JUSTIFICACIÓN

- En la redacción actual, se incluye el documento denominado “**Informe Técnico de Pruebas Finales**”, el cual contiene un listado de nueve puntos, en su mayoría con información que ya ha sido conocida por el Coordinador durante las etapas previas del proceso de conexión. Adicionalmente, se establecen plazos amplios para su revisión (20 días hábiles en el caso de generación).
 - Las pruebas de Puesta en Servicio se verifican mediante requerimientos independientes, lo que facilita el cumplimiento. Exigir un informe único podría retrasar la Entrada en Operación de los proyectos.
 - Antes de la Entrada en Operación, los proyectos suelen acumular retrasos, por lo que las empresas necesitan apoyo y rapidez para cumplir plazos y compromisos,
- Se propone incluir una redacción que establezca que la culminación del Período de Puesta en Servicio estará sujeta a la verificación de la correcta ejecución de las pruebas correspondientes, así como al cumplimiento de los requisitos previstos en el proceso de conexión, de acuerdo con lo que determine El Coordinador. Una vez verificadas dichas condiciones, podrá declararse la Entrada en Operación del proyecto.

Propuesta Modificación Anexo Técnico: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito

Agosto de 2025



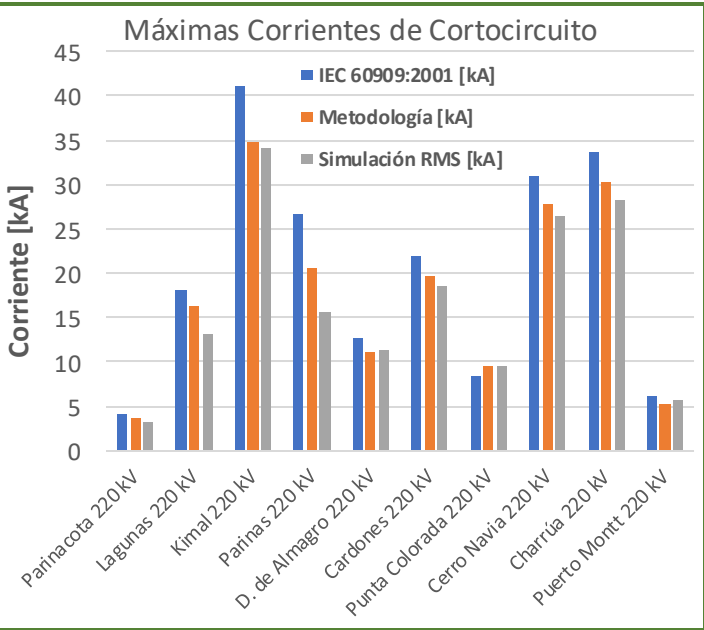
Propuestas de Modificación AT: Cálculo del Nivel Máximo de CC

Estudio de la Metodología de Calculo de CC con Alta Penetración ERV

El estudio realizó una comparación entre la metodología vigente (IEC 60909) y la propuesta (iterativa) que considera las variaciones de tensión en los POI de las Plantas ERV.

Los resultados muestran que al considerar las variaciones de tensión, los resultados se acercan más a los reales (RMS).

La metodología introduce una aproximación más precisa de las Plantas ERV que la definida en el estándar IEC 60909-0.



En base a los resultados del estudio se realiza una propuesta de modificación del AT: Cálculo del Nivel Máximo de CC, con el objetivo de establecer una modelación más precisa de las Instalaciones Basadas en Convertidores (IBR).

TÍTULO III. METODOLOGÍA

Artículo 15

El cálculo de las corrientes de cortocircuito deberá considerar el aporte de las Instalaciones basadas en convertidores (IBR) que inyectan corriente reactiva durante una falla, contribuyendo así a la corriente de cortocircuito total. Esta contribución no deberá modelarse como una fuente de tensión detrás de una impedancia, como es habitual en máquinas sincrónicas y asincrónicas, sino como una fuente de corriente controlada.

TÍTULO IV. MODELACIÓN DE INSTALACIONES IBR

Artículo 16

La contribución a la corriente de cortocircuito de las Centrales IBR debe modelarse mediante una relación corriente–tensión, la cual es no lineal debido a que la inyección de corriente de estas centrales suele estar limitada. Esta relación puede aproximarse mediante una función lineal sujeta a un límite superior para la inyección máxima de corriente:

$$\Delta I_{IBRj} = K_j \cdot \Delta u_j \quad : \text{ si } \Delta I_{IBRj} < I_{nomj}$$
$$\Delta I_{IBRj} = I_{nomj} \quad : \text{ en cualquier otro caso}$$

Artículo 17

Los enlaces HVDC del tipo LCC (Line Commutated Converter) deben ser tratados como componentes pasivos en el análisis de cortocircuito, lo que implica que no contribuyen a la corriente de cortocircuito.

Los enlaces HVDC del tipo VSC (Voltage Sourced Converter) son componentes activos y pueden contribuir a la corriente de cortocircuito del SI mediante la inyección de corriente reactiva. En general, los enlaces HVDC del tipo VSC deberán modelarse conforme a lo indicado en el Artículo 16 del presente Anexo.

Artículo 18

Los dispositivos FACTS, como los STATCOM (Static Synchronous Compensator) son compensadores conectados en derivación al SI y equipados con convertidores controlados por tensión (VSC). Los STATCOM deberán modelarse conforme a lo indicado en el Artículo 16 y Artículo 17 del presente Anexo, considerando su capacidad máxima de inyección de corriente reactiva durante falla.

En el caso de los Sistemas BESS, su interfaz de conexión al SI es equivalente a la de los STATCOM. Por lo tanto, su contribución a la corriente de cortocircuito deberá modelarse de la misma manera.

DOCUMENTO TÉCNICO 1:

Se incorporan nuevas ecuaciones y definiciones para ser consistente con las propuestas realizadas.

NOTA: La propuesta detallada se encuentra contenida en la Minuta “Propuesta de Modificación NTSyCS y AT CC”.

Anexos Propuesta Modificación

Agosto de 2025

5 IGUALDAD
DE GÉNERO



7 ENERGÍA ASEQUIBLE
Y NO CONTAMINANTE



12 PRODUCCIÓN
Y CONSUMO
RESPONSABLES



13 ACCIÓN
POR EL CLIMA



17 ALIANZAS PARA
LOGRAR
LOS OBJETIVOS



Anexos Propuesta Modificación

Anexo Técnico: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

Agosto de 2025



AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

	Dice	Propuesta	Justificación
<u>Título II, Artículo 5</u>	-	Patio: Recinto de una subestación que cuenta con una plataforma y barras comunes, destinadas a la conexión de paños o bahías.	Se incorpora a la NTSyCS la definición de patio, con el fin de que los desarrolladores consideren la inclusión de los equipos y paños correspondientes dentro de dichos recintos.
<u>Título IV, Artículo 12</u>	-	Todo nuevo transformador de poder de una subestación primaria de distribución, para el suministro de cliente, deberá estar provisto de equipos de compensación de potencia reactiva, dimensionado para compensar el consumo interno de dicha potencia, inherente a su operación, de conformidad con las exigencias establecidas en la presente NT.	Desde la vigencia de la Ley 20.936-2016, los proyectos de nuevos transformadores de SPD, no han contemplado de manera suficiente la compensación de reactivos requerida para su adecuado desempeño. Al año 2024, estudios del CEN estima un déficit de 300 MVar por esta razón sólo en la RM. Lo cual se espera se profundice en el futuro, sobre todo con la PES del HVDC Kimal –Lo Aguirre.
<u>Título VII, Artículo 29, Literal c)</u>	La malla de la subestación deberá diseñarse para soportar la corriente determinada en el literal a) precedente, con una holgura de 20%.	La malla de toda nueva instalación (no ampliaciones) deberá diseñarse considerando la corriente determinada en el literal a) precedente, con un factor de seguridad de un 20% adicional, contemplado para crecimiento de la red. Lo anterior aplica tanto para el calculo de las tensiones de paso y contacto, como para determinación de la sección mínima del conductor de la malla.	Se actualiza artículo con el objeto de evitar que existan dudas sobre el alcance del factor de seguridad que se solicita. En algunos casos los desarrolladores han interpretado que el 20% de holgura es sólo para la sección del conductor. Además, se ha establecido que la holgura también es aplicable sólo a instalaciones nuevas y no ampliaciones.
<u>Título IX, Artículo 45, Literal b)</u>	Las subestaciones con transformadores de poder deberán disponer de muros cortafuegos, en caso de que corresponda según la distancia entre transformadores y entre transformadores y edificaciones en conformidad a la normativa vigente, y de un sistema de detección y extinción de incendio que garantice que no se propague al entorno y que evite el derrame de aceite al exterior de la subestación.	Las subestaciones con transformadores de poder deberán disponer de muros cortafuegos, en caso de que corresponda según la distancia entre transformadores y entre transformadores y edificaciones en conformidad a la normativa vigente, y de un sistema de detección y extinción de incendio que garantice que no se propague al entorno y que evite el derrame de aceite al exterior de la subestación. El diseño del sistema de detección y extinción de incendios deberá dar cumplimiento a las normativas internacionales y diseñarse considerando sistemas tradicionales o nuevas tecnologías de acuerdo a las necesidades de las obras.	Se reciben consultas constantes sobre la obligatoriedad del sistema de detección y extinción de incendios, en obras nuevas, obras de ampliación y subestaciones del STD. Adicionalmente, el Anexo no incorpora las nuevas tecnologías, el uso de aceites FR3 y la implicancia en la optimización de las instalaciones.

AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

Título VIII, Artículo 37

Dice	Propuesta	Justificación
<p>Exigencias para desconectadores:</p> <p>El diseño, fabricación y pruebas de los desconectadores deberán cumplir con la norma IEC 62271 o IEEE C37.60 u otras normas equivalentes.</p> <p>Los desconectadores deben ser de operación tripolar o monopolar, según su aplicación, con mecanismo de operación eléctrico y manual, con mecanismos de accionamiento por polo, pudiendo incluir cuchilla de puesta a tierra.</p> <p>Los desconectadores de 500 [kV] podrán ser del tipo pantógrafo vertical, semipantógrafo horizontal o vertical, o cuchilla de corte en el plano vertical, y deberán tener mando motorizado para operación individual por polo para la cuchilla principal.</p> <p>El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizada o manual, pero solo podrá accionarse desde el mismo desconectador, salvo que se cuente con sistemas de control/vigilancia que permitan asegurar su correcta operación, en cuyo caso la cuchilla de puesta a tierra podrá ser telecomandada.</p>	<p>Exigencias para desconectadores:</p> <p>El diseño, fabricación y pruebas de los desconectadores deberán cumplir con la norma IEC 62271 o IEEE C37.60 u otras normas equivalentes.</p> <p>Los desconectadores de Alta Tensión deben ser de operación tripolar o monopolar, según su aplicación, con mecanismo de operación eléctrico y manual, con mecanismos de accionamiento por polo, pudiendo incluir cuchilla de puesta a tierra.</p> <p>Los desconectadores de 500 [kV] podrán ser del tipo pantógrafo vertical, semipantógrafo horizontal o vertical, o cuchilla de corte en el plano vertical, y deberán tener mando motorizado para operación individual por polo para la cuchilla principal.</p> <p>Los desconectadores de media tensión (hasta 23 kV inclusive) podrán ser monopolares o tripolares y de operación manual o también de operación motorizada. En instalaciones de media tensión existentes se deberá considerar el criterio de diseño del patio en el cuál se habiliten los nuevos desconectadores, es decir, si el patio tiene desconectadores motorizados, los nuevos desconectadores que se instalen en ese patio deberán ser motorizados.</p> <p>El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizada o manual, pero solo podrá accionarse desde el mismo desconectador, salvo que se cuente con sistemas de control/vigilancia que permitan asegurar su correcta operación, en cuyo caso la cuchilla de puesta a tierra podrá ser telecomandada.</p>	<p>Es una práctica habitual, con buen desempeño y mas económica el uso de desconectadores manuales en media tensión.</p> <p>El corte visible en la mayoría de las ocasiones se requiere para labores de mantenimiento y en esas ocasiones existe personal en terreno para efectuar la apertura manual.</p>

AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

Título IX, Artículo 50, literal b)

Dice	Propuesta	Justificación
<p>Este esquema debe cumplir con las siguientes condiciones:</p> <p>b. No se podrán conectar en una misma diagonal aquellas instalaciones cuya desconexión simultánea causada por la desconexión de la diagonal, no pueda ser controlada mediante los Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, sin que sus efectos se propaguen a las restantes instalaciones del SI. En particular, no podrán conectarse a la misma diagonal dos circuitos de una misma línea o dos líneas que provengan de una misma subestación.</p>	<p>Este esquema debe cumplir con las siguientes condiciones:</p> <p>b. No se podrán conectar en una misma diagonal aquellas instalaciones cuya desconexión simultánea causada por la desconexión de la diagonal, no pueda ser controlada mediante los Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, sin que sus efectos se propaguen a las restantes instalaciones del SI. En particular, no podrán conectarse a la misma diagonal dos circuitos de una misma línea, dos líneas que provengan de una misma subestación o dos bancos de transformadores.</p>	<p>En este punto, se indica que para una configuración de interruptor y medio no se podrán conectar en una misma diagonal dos circuitos de una misma línea o dos líneas que provengan de una misma subestación. Lo anterior se recomienda dado que, ante una falla en el interruptor central, se genera la operación de los interruptores adyacentes a ambas barras, lo que deshabilita ambos circuitos provenientes de una subestación.</p> <p>Por otro lado, en el contexto de obras nuevas se han presentado diseños donde se proponen dos transformadores o autotransformadores conectados a una misma diagonal, generando un problema operacional de características similares al mencionado anteriormente.</p>

AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

Título XV, Artículo 90

Dice	Propuesta	Justificación
El estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones que debe presentar el Coordinado a la aprobación del Coordinador deberá demostrar que, si la falla ocurre estando el esquema de teleprotección fuera de servicio, su despeje sigue siendo selectivo, y que el sistema es transitoriamente estable, sin aplicar desconexión de consumos adicionales a los determinados de acuerdo a la aplicación del Criterio N-1, suponiendo una condición normal de operación de las restantes componentes del sistema de protecciones. Si ello no es posible, se exigirá la duplicación del esquema de teleprotección mediante vías de comunicación independientes, incluyendo los circuitos de control asociados a fines de teleprotección.	El estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones que debe presentar el Coordinado a la aprobación del Coordinador deberá demostrar que, si la falla ocurre estando el esquema de teleprotección fuera de servicio, su despeje sigue siendo selectivo, y que el sistema es transitoriamente estable, sin aplicar desconexión de consumos adicionales a los determinados de acuerdo a la aplicación del Criterio N-1, suponiendo una condición normal de operación de las restantes componentes del sistema de protecciones. Si ello no es posible, se exigirá la duplicación del esquema de teleprotección mediante vías de comunicación independientes y distintas (no se podrá utilizar FO distintas en un mismo cable OPGW), incluyendo los circuitos de control asociados a fines de teleprotección.	El objetivo es evitar utilizar distintas fibras de un mismo cable OPGW para implementar los medios de comunicación
Cada paño deberá disponer de controladores digitales redundantes, los cuales podrán controlar uno o más interruptores. Los controladores digitales podrán ser equipos independientes o estar incluidos dentro de los Sistemas de Protección del paño, y deberán cumplir las siguientes funciones y poseer los siguientes elementos:	Cada paño deberá disponer de controladores digitales redundantes, los cuales podrán controlar uno o más interruptores. Los controladores digitales podrán ser equipos independientes o estar incluidos dentro de los Sistemas de Protección del paño. "En instalaciones con tensión 33 kV o menos, no será necesario el uso de controladores redundantes, y en estos casos, será suficiente el uso de un solo controlador o el sistema de protección del paño". Sin perjuicio de lo anterior, los controladores de paño o los sistemas de protección que actúen también como controlador de bahía, deberán cumplir las siguientes funciones y poseer los siguientes elementos:	Actualmente para los reconectores que se utilizan en las cabeceras de los alimentadores se incluyen sistemas de control y protecciones integrados asociados de manera directa al equipo primario, por lo cual considerar un equipo de control redundante puede no ser viable de implementar técnicamente.

Título XV, Artículo 111

Anexos Propuesta Modificación

Anexo Técnico: Requisitos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI

Agosto de 2025



Artículo 27

Dice	Propuesta	Justificación
<p>Una vez concluidas las pruebas del período de Puesta en Servicio, la Empresa Solicitante deberá enviar al Coordinador una solicitud de Entrada en Operación, incluyendo un Informe Técnico de Pruebas Finales el que deberá contener, al menos, la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Listado de las pruebas realizadas.ii. Fecha y hora de inicio de cada prueba.iii. Listado de los participantes de cada prueba <p>Descripción general de las pruebas realizadas.</p> <p>v. Firma y constancia de las observaciones de los participantes, si las hubiese.</p> <p>vi. Resultados y análisis de las pruebas realizadas.</p> <p>vii. Indicación de la información técnica que corresponda actualizar.</p> <p>viii. Conclusiones y recomendaciones.</p> <p>ix. Documentación y antecedentes de respaldo de las pruebas realizadas.</p> <p>En función de los resultados y conclusiones de las pruebas, el Coordinador deberá actualizar, en los casos que corresponda, la información técnica establecida en el Anexo Técnico.</p> <p>En caso que el Coordinador considere subsanadas sus observaciones al Informe Técnico de Pruebas Finales, deberá comunicar a la Empresa Solicitante su aprobación en el plazo máximo de 5 hábiles, tratándose de instalaciones de transmisión y 15 días hábiles tratándose de instalaciones de generación, ambos plazos contados desde la recepción del Informe Técnico de Pruebas Finales o las respuestas fundadas, según corresponda.</p> <p>Para verificar la validez de la representación dinámica de las instalaciones de generación, el Coordinador deberá analizar los resultados y conclusiones obtenidos durante las pruebas de Puesta en Servicio, para luego dar su aprobación, en la medida en que se demuestre que la representación dinámica de las componentes indicadas en la NT es la adecuada.</p>	<p>Una vez concluidas las pruebas correspondientes al período de Puesta en Servicio, y dentro de un plazo máximo de 10 días hábiles contados desde el cumplimiento del último requerimiento del proceso de conexión del Coordinador, la Empresa Solicitante deberá remitir al Coordinador una solicitud de Entrada en Operación (EO), acompañada de una Declaración Jurada que acredite el cumplimiento de todas las exigencias establecidas en la NT.</p> <p>Posteriormente, el Coordinador dispondrá de un plazo máximo de 10 días hábiles para verificar que se hayan cumplido en su totalidad los requisitos de interconexión del proyecto, la energización de todos los equipos incluidos en su alcance, así como la implementación de todos los ajustes de protecciones en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), tanto en instalaciones nuevas como existentes, conforme al Estudio de Coordinación de Ajuste de Protecciones (ECAP) aprobado para el proyecto.</p> <p>Durante el proceso de validación del cumplimiento de los requerimientos, el Coordinador podrá solicitar la realización de pruebas y/o estudios complementarios, incluyendo ensayos adicionales y verificaciones en terreno, que estime necesarios para garantizar la seguridad y la calidad del servicio del Sistema Interconectado (SI).</p>	<p>En el proceso de conexión no se solicita un " Informe Técnico de Pruebas Finales", la verificación de la adecuada ejecución de las pruebas ejecutadas en el período de Puesta en Servicio se verifica a través de distintos requerimientos independientes, lo que facilita a las empresas el cumplimiento normativo. El solicitar un informe compilatorio de de todas las pruebas traería consigo atrasos en la obtención de la EO por parte de los proyectos.</p> <p>El documento denominado "Informe Técnico de Pruebas Finales" (art. 27) contiene un listado de 9 puntos que en su mayoría es información que ya es de conocimiento previo del Coordinador, adicionalmente se establecen plazos holgados de revisión (20 días hábiles para el caso de generación). por lo tanto, se propone reemplazar todo el Artículo.</p>

Artículo 28

Dice	Propuesta	Justificación
<p>El Coordinador deberá declarar el fin del período de Puesta en Servicio y Entrada en Operación de aquellas instalaciones para las cuales la Empresa Solicitante correspondiente haya enviado:</p> <ul style="list-style-type: none">Una declaración formal, firmada por su representante legal, en que se confirme el cumplimiento de las exigencias establecidas en la NT y sobre la veracidad y completitud de la información técnica enviada. ☐El Informe Técnico de Pruebas Finales respectivo aprobado de acuerdo a lo establecido en el Artículo precedente. <p>La fecha a partir de la cual se considerará que la instalación entró en operación corresponderá a:</p> <ul style="list-style-type: none">Para instalaciones de transmisión: la fecha de recepción por parte del Coordinador del Informe Técnico de Pruebas Finales que haya sido aprobado.Para instalaciones de generación: la fecha de aprobación por parte del Coordinador del Informe Técnico de Pruebas Finales.	<p>Una vez concluidas las pruebas correspondientes al período de Puesta en Servicio, y dentro de un plazo máximo de 10 días hábiles contados desde el cumplimiento del último requerimiento del proceso de conexión del Coordinador, la Empresa Solicitante deberá remitir al Coordinador una solicitud de Entrada en Operación (EO), acompañada de una Declaración Jurada que acredite el cumplimiento de todas las exigencias establecidas en la NT.</p> <p>Posteriormente, el Coordinador dispondrá de un plazo máximo de 10 días hábiles para verificar que se hayan cumplido en su totalidad los requisitos de interconexión del proyecto, la energización de todos los equipos incluidos en su alcance, así como la implementación de todos los ajustes de protecciones en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), tanto en instalaciones nuevas como existentes, conforme al Estudio de Coordinación de Ajuste de Protecciones (ECAP) aprobado para el proyecto.</p> <p>Durante el proceso de validación del cumplimiento de los requerimientos, el Coordinador podrá solicitar la realización de pruebas y/o estudios complementarios, incluyendo ensayos adicionales y verificaciones en terreno, que estime necesarios para garantizar la seguridad y la calidad del servicio del Sistema Interconectado (SI).</p>	<p>En concordancia con la modificación propuesta para el artículo 27, se propone eliminar las referencias al "Informe Técnico de Pruebas Finales". Modificando el texto de todo el Artículo,</p>

AT Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI

Artículo 2
Ultimo inciso

Dice	Propuesta	Justificación
Asimismo, no limitan la facultad del Coordinador de establecer requisitos complementarios, en función de las características particulares de las instalaciones y/o el resultado de eventuales estudios y/o antecedentes técnicos solicitados por el Coordinador o terceros involucrados en la interconexión.	Asimismo, no limitan la facultad del Coordinador de establecer requisitos complementarios y plazos para el desarrollo de las tareas , en función de las características particulares de las instalaciones y/o el resultado de eventuales estudios y/o antecedentes técnicos solicitados por el Coordinador o terceros involucrados en la interconexión.	Las actualizaciones normativas introducen nuevos requerimientos en el proceso de conexión. En este contexto, resulta pertinente establecer que el Coordinador, en función de estas nuevas tareas, pueda definir los plazos necesarios para el desarrollo de sus funciones.
a) Mantener actualizada la información entregada al Coordinador y entregar aquella información técnica adicional que éste solicite.	a) Mantener actualizada la información entregada al Coordinador y entregar aquella información técnica adicional que éste solicite. En los plazos que este estipule.	En la actualidad no se cuentan con plazos definidos para la atención de requerimientos por parte de las empresas involucradas.
c) Acordar, gestionar y realizar junto con la Empresa Solicitante, los trabajos de adecuación en sus instalaciones, de manera de implementar las modificaciones necesarias y aprobadas por el Coordinador, para el proceso de interconexión o modificación de instalaciones del SI.	c) Acordar, gestionar y realizar junto con la Empresa Solicitante, los trabajos de adecuación en sus instalaciones, de manera de implementar las modificaciones necesarias y aprobadas por el Coordinador, para el proceso de interconexión o modificación de instalaciones del SI. En los plazos que este estipule.	En la actualidad no se cuentan con plazos definidos para la atención de requerimientos por parte de las empresas involucradas.

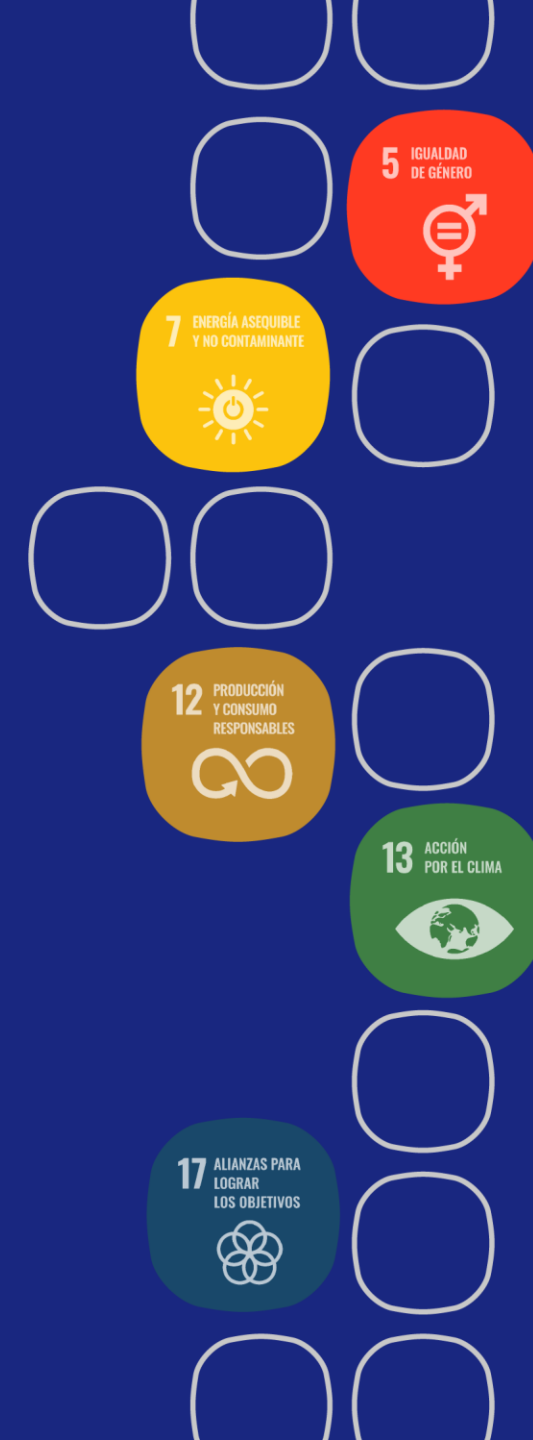
Artículo 6
Literal a)

Artículo 6
Literal c)

Anexos Propuesta Modificación

Anexo Técnico: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito

Agosto de 2025



Artículos 15, 16, 17 y 18 (Nuevos)

Dice	Propuesta	Justificación
-	<p>TÍTULO III. METODOLOGÍA</p> <p>Artículo 15 (nuevo)</p> <p>El cálculo de las corrientes de cortocircuito deberá considerar el aporte de las Instalaciones basadas en convertidores (IBR) que inyectan corriente reactiva durante una falla, contribuyendo así a la corriente de cortocircuito total. Esta contribución no deberá modelarse como una fuente de tensión detrás de una impedancia, como es habitual en máquinas sincrónicas y asíncronas, sino como una fuente de corriente controlada.</p> <p>Dado que la contribución al cortocircuito de las Instalaciones IBR presentan un comportamiento no lineal y depende de las variaciones de la tensión en su Punto de Conexión al SI durante la ocurrencia de una falla, el sistema de ecuaciones que describe el cortocircuito en presencia de este tipo de instalaciones es inherentemente no lineal, por lo que su resolución requiere un enfoque iterativo.</p> <p>Con el objetivo de evitar dicha resolución iterativa, el cálculo de las corrientes de cortocircuito deberá realizarse mediante una simplificación metodológica que permite una aproximación no iterativa de tres pasos:</p> <p>a) Paso 1: Determinación de las variaciones de tensión en los puntos de conexión al SI de las Instalaciones IBR, asumiendo una contribución nula por parte de estas instalaciones. Para este cálculo, se utilizará la ecuación establecida en la sección DOCUMENTO TÉCNICO 1. En el caso de fallas desbalanceadas, deberá aplicarse la formulación correspondiente, según lo indicado en dicha sección.</p> $I_{CC3F} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_1 }$ <p>b) Paso 2: Cálculo de la contribución de corriente de cortocircuito durante fallas por parte de las Instalaciones IBR, como función de las variaciones de tensión y de la característica individual corriente–tensión de cada una.</p> <p>c) Paso 3: Cálculo de la corriente de cortocircuito total, considerando la contribución a la corriente de cortocircuito de las Instalaciones IBR conforme a la ecuación establecida en la sección DOCUMENTO TÉCNICO 1.</p> $I_{CC3F} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_1 } + \frac{ Z_{IBRj} }{ Z_1 } \cdot \sum_j \Delta I_{IBRj}$ <p>Esta simplificación metodológica asume que las variaciones de tensión en los Puntos de Conexión al SI están determinadas principalmente por las contribuciones a la corriente de cortocircuito de las máquinas rotatorias convencionales (síncronas y asíncronas), y que el efecto de las Instalaciones IBR sobre las variaciones de tensión es reducido.</p>	<p>Se propone incorporar en el AT una metodología de cálculo para las corrientes de cortocircuito que represente de forma más precisa el comportamiento en falla de las Instalaciones Basadas en Convertidores (IBR) interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).</p> <p>Esta nueva metodología introduce una aproximación más precisa que la definida en el estándar IEC 60909-0, el cual asume que todas las instalaciones IBR inyectan su corriente máxima durante una falla, independientemente de las variaciones de tensión en sus respectivos Puntos de Conexión. Con la metodología propuesta, se busca evitar el sobredimensionamiento innecesario de equipos de maniobra, equipos de medida y protección y demás componentes sensibles al nivel de cortocircuito, contribuyendo así a la reducción de sobrecostos. No obstante, esta metodología permite obtener resultados suficientemente conservadores, ya que las corrientes de cortocircuito calculadas resultan mayores que las corrientes reales, dado que las condiciones consideradas para su determinación se basan en las establecidas en el estándar IEC 60909-0, las cuales son, por tanto, suficientemente exigentes.</p> <p>También, es importante mencionar que esta metodología de cálculo está implementada en el documento “EREC G74” de 2021, publicado por la Energy Networks Association (ENA) del Reino Unido, cuyo objetivo es establecer un procedimiento destinado a situaciones que requieren mayor precisión en los cálculos, lo que puede aplicarse cuando los niveles de cortocircuito se encuentran próximos a las capacidades nominales de los equipos o cuando los estudios de cortocircuito se realizan con fines operativos.</p> <p>Finalmente, la metodología propuesta se fundamenta en el estándar IEC 60909-0 y resulta plenamente compatible con éste, siendo equivalente en el caso en que se asuma que todas las tensiones en los Puntos de Conexión de las instalaciones IBR son iguales a cero.</p>

Artículos 15, 16, 17 y 18 (Nuevos)

Dice	Propuesta	Justificación
-	<p>TÍTULO IV. MODELACIÓN DE INSTALACIONES IBR</p> <p>Artículo 16 (nuevo)</p> <p>Las Centrales basadas en convertidores (IBR), deberán ser consideradas dentro del cálculo del nivel máximo de cortocircuito.</p> <p>La contribución a la corriente de cortocircuito de las Centrales IBR debe modelarse mediante una relación corriente–tensión, la cual es no lineal debido a que la inyección de corriente de estas centrales suele estar limitada. Esta relación puede aproximarse mediante una función lineal sujeta a un límite superior para la inyección máxima de corriente:</p> $\Delta I_{IBRj} = K_j \cdot \Delta u_j \quad : \text{si } \Delta I_{IBRj} < I_{nomj}$ $\Delta I_{IBRj} = I_{nomj} \quad : \text{en cualquier otro caso}$ <p>Donde:</p> <p>ΔI_{IBRj} : contribución a la corriente de cortocircuito de la Central IBR j</p> <p>Δu_j : variación de tensión en el Punto de Conexión de la Central IBR j</p> <p>K_j : parámetro de planta (ganancia de inyección de corriente reactiva), que actúa como factor de ajuste para linealizar la relación corriente–tensión.</p> <p>Como se describe en el Artículo 15 del presente Anexo, para calcular el aporte de la corriente de cortocircuito de las Centrales IBR, se deberá utilizar la simplificación metodológica que permite una aproximación no iterativa de tres pasos:</p> <p>a) Paso 1: Cálculo de las corrientes de cortocircuito y variaciones de tensión sin la contribución de las Centrales IBR.</p> <p>b) Paso 2: Cálculo de la contribución de corriente cortocircuito de las Centrales IBR, basada en las variaciones de tensión calculadas en el Paso 1.</p> <p>c) Paso 3: Cálculo de las corrientes de cortocircuito considerando la contribución de las Centrales IBR.</p>	Idem anterior.

Artículos 15, 16, 17 y 18 (Nuevos)

Dice	Propuesta	Justificación
-	<p>TÍTULO IV. MODELACIÓN DE INSTALACIONES IBR</p> <p>Artículo 16 (nuevo) [continuación]</p> <p>En el Paso 2, se debe evaluar la característica corriente–tensión de cada Central IBR conforme a lo establecido en los Artículos 3-6 y 4-5 del Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se Conectan al Sistema Eléctrico Nacional, y calcular su aporte a la corriente de cortocircuito total.</p> <p>Artículo 17 (nuevo)</p> <p>Los enlaces HVDC del tipo LCC (Line Commutated Converter) deben ser tratados como componentes pasivos en el análisis de cortocircuito, lo que implica que no contribuyen a la corriente de cortocircuito.</p> <p>Los enlaces HVDC del tipo VSC (Voltage Sourced Converter) son componentes activos y pueden contribuir a la corriente de cortocircuito del SI mediante la inyección de corriente reactiva. En general, los enlaces HVDC del tipo VSC deberán modelarse conforme a lo indicado en el Artículo 16 del presente Anexo.</p> <p>Artículo 18 (nuevo)</p> <p>Los dispositivos FACTS, como los STATCOM (Static Synchronous Compensator) son compensadores conectados en derivación al SI y equipados con convertidores controlados por tensión (VSC). Dependiendo de su tecnología, pueden ofrecer una capacidad de sobrecarga térmica de corto plazo de hasta tres veces su corriente nominal durante una falla. Los STATCOM deberán modelarse conforme a lo indicado en el Artículo 16 y Artículo 17 del presente Anexo, considerando su capacidad máxima de inyección de corriente reactiva durante falla.</p> <p>En el caso de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en base a Baterías (BESS), su interfaz de conexión al SI es equivalente a la de los STATCOM. Por lo tanto, su contribución a la corriente de cortocircuito deberá modelarse de la misma manera.</p>	Idem anterior.

Artículos 15, 16, 17 y 18 (Nuevos)

Dice	Propuesta	Justificación
-	<p>DOCUMENTO TÉCNICO 1: (se agrega al vigente)</p> <p>Las siguientes ecuaciones y definiciones deberán ser incorporadas en el AT:</p> <p>Cortocircuito Trifásico:</p> $I_{CC3F} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_1 } + \frac{ Z_{IBRj} }{ Z_1 } \cdot \sum_j \Delta I_{IBRj}$ <p>Cortocircuito Monofásico a tierra:</p> $I_{CC1FT} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot V_n}{ Z_1 + Z_2 + Z_0 } + \frac{3 \cdot Z_{IBRj} }{ Z_1 + Z_2 + Z_0 } \cdot \sum_j \Delta I_{IBRj}$ <p>Cortocircuito Bifásico aislado de tierra:</p> $I_{CC2F} = \frac{c \cdot V_n}{ Z_1 + Z_2 } + \frac{\sqrt{3} \cdot Z_{IBRj} }{ Z_1 + Z_2 } \cdot \sum_j \Delta I_{IBRj}$ <p>Cortocircuito Bifásico a tierra:</p> $I_{CC2FT} = \frac{\sqrt{3} \cdot Z_2 \cdot c \cdot V_n}{ Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0 } + \frac{3 \cdot Z_2 \cdot Z_{IBRj} }{ Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0 } \cdot \sum_j \Delta I_{IBRj}$ <p>Donde:</p> <p>ΔI_{IBRj} : Corriente de cortocircuito de secuencia positiva inyectada por la Instalación IBR en la Barra j.</p> <p>Z_{IBRj} : Impedancia mutua de secuencia positiva entre la Instalación IBR y el punto de falla.</p>	Idem anterior.