



NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE EQUIPAMIENTOS DE GENERACIÓN

Índice

Capítulo 1. Terminología y Alcances	3
TÍTULO 1-1 Objetivos y Alcances.....	3
TÍTULO 1-2 Abreviaciones y Definiciones.....	5
Capítulo 2. Información Pública.....	10
TÍTULO 2-1 Publicidad y Disponibilidad de la información	10
Capítulo 3. Procedimiento Técnico de Conexión y Protocolo de Puesta en Servicio	13
TÍTULO 3-1 Disposiciones Generales para el Procedimiento de Conexión.....	13
TÍTULO 3-2 Procedimiento de Conexión de un EG	16
TÍTULO 3-3 Primera Conexión de un EG al SD.....	21
Capítulo 4. Capacidad Instalada Permitida, Inyección de excedentes permitida y Estudios de Conexión	24
TÍTULO 4-1 Capacidad Instalada Permitida e inyección de excedente Permitida	24
TÍTULO 4-2 Estudios de Conexión	33
Capítulo 5. Exigencias Técnicas para la Conexión del EG al SD.....	36
TÍTULO 5-1 Instalación de la Conexión y Desbalance	36
TÍTULO 5-2 Sistemas de Medición, Monitoreo y Control	37
TÍTULO 5-3 Interruptor de Acoplamiento	37
TÍTULO 5-4 Protección RI	38
TÍTULO 5-5 Operación del EG.....	44
TÍTULO 5-6 Calidad de producto del EG.....	46
TÍTULO 5-7 Pruebas de Puesta en Servicio	47
Capítulo 6. Disposiciones Transitorias.....	49

Capítulo 1. TERMINOLOGÍA Y ALCANCES

TÍTULO 1-1 OBJETIVOS Y ALCANCES

Artículo 1-1 Generalidades

La presente norma técnica establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de Equipamientos de Generación, EG, cuya capacidad instalada total no supere el límite que se establece en la Ley 20.571, conectados en redes de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, en ejecución de lo dispuesto en el artículo 149° bis del Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y de lo previsto en el Decreto N° 71, del 4 de Junio 2014, modificado por el Decreto N°103, ambos del Ministerio de Energía, que aprobó el Reglamento para regular el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales, y que se dispongan para el consumo propio de Usuarios o Clientes Finales sujetos a fijación de precios.

Artículo 1-2 Alcances

Para efectos de aplicación de la presente norma, el EG señalado en el artículo precedente deberá encontrarse comprendido en alguna de las categorías indicadas a continuación:

- a. Sistemas de generación de energía eléctrica mediante medios renovables no convencionales, cuya energía primaria provenga de alguna de las fuentes indicadas en la letra aa) del artículo 225° del DFL N° 4/20.018 del 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y
- b. Instalaciones de cogeneración eficiente señaladas en la letra ac) del DFL N° 4/20.018 del 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

La presente NT considera:

- a. La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación;
- b. Procedimientos técnicos de conexión del EG;
- c. Exigencias técnicas para la conexión del EG; y
- d. Exigencias técnicas para la operación de un EG.

Las exigencias que se plantean en la presente NT deben ser cumplidas en el punto de repercusión o de conexión asociado a cada EG. Dichas exigencias serán aplicables independientemente de que la energía eléctrica sea producida por Unidades de Generación sincrónicas o asincrónicas, con o sin convertidor de frecuencia, o por Unidades de Generación de corriente continua con inversor.

Las Empresas Distribuidoras no podrán imponer al propietario de EG condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la presente NT o en la normativa vigente.

Artículo 1-3 Normas Asociadas

En todas aquellas materias relativas al diseño, construcción, mantenimiento, reparación, modificación e inspección de instalaciones, fabricación, ensayos e instalación de equipos, materiales y accesorios se establecerán en conformidad con la normativa vigente o instrucciones de carácter general que emita la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

En ausencia de éstas, podrán aplicarse normas extranjeras, internacionalmente reconocidas, emitidas por las organizaciones que a continuación se indican: International Electrotechnical Commission (IEC), International Organization for Standardization (ISO), Normas DIN/VDE y American Society of Testing Materials /American National Standards Institute (ASTM/ANSI), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). En todo caso, la aplicación de estas normas deberá ser aprobada por la Superintendencia, a requerimiento expreso del solicitante.

Artículo 1-4 Actualización de normas y estándares internacionales

En el caso que las normas y estándares internacionales a los que se haga mención en la presente Norma Técnica sean modificados o actualizados, la Comisión deberá determinar si dichas modificaciones son exigibles para efectos de la aplicación de esta norma, en cuyo caso deberá actualizar de oficio la referencia normativa correspondiente.

Artículo 1-5 Plazos

Los plazos expresados en días que establece la presente norma técnica serán de días hábiles, entendiéndose que son inhábiles los días sábados, los domingos y los festivos. Cuando el último día del plazo sea inhábil, éste se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

Artículo 1-6 Cambio de régimen del Usuario o Cliente final propietario de un EG

En caso que el Usuario o Cliente Final sujeto a fijación de precios propietario de un EG opte por un régimen de precio libre, según lo dispuesto en el literal d del artículo 147° de la LGSE, el EG adoptará la calidad de PMGD, debiendo verificar las exigencias establecidas en la normativa correspondiente.

TÍTULO 1-2 ABREVIACIONES Y DEFINICIONES

Artículo 1-7 Abreviaciones

Para la aplicación de la presente NT, las siguientes abreviaciones tendrán el significado que a continuación se indica:

1. **CC:** Contrato de Conexión.
2. **CHP:** Instalaciones de cogeneración eficiente.
3. **CIP:** Capacidad Instalada Permitida.
4. **Comisión:** Comisión Nacional de Energía.
5. **EG:** Equipamiento de Generación.
6. **EN:** Norma Europea.
7. **FV:** Fotovoltaico.
8. **GD:** Medios de Generación Distribuida.
9. **Instalador:** Instalador Autorizado por la Superintendencia.
10. **IEP:** Inyección de Excedente Permitida.
11. **LGSE:** Ley General de Servicios Eléctricos, Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
12. **MCIP:** Máxima capacidad instalada permitida.
13. **NC:** Notificación de Conexión.
14. **NTD:** Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución
15. **Protección RI:** Protección de red e instalación.
16. **RA:** Reconexión automática.
17. **Reglamento:** Reglamento para regular el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales.
18. **RI:** Red e Instalación.
19. **RMS:** Valor medio cuadrático.
20. **SC:** Solicitud de Conexión.
21. **SCR:** Solicitud de Conexión al SD.
22. **SD:** Sistema de Distribución.
23. **Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
24. **UG:** Unidad generadora.

Artículo 1-8 Definiciones

Para efectos de la aplicación de la presente NT se establecen las siguientes definiciones:

1. **Adecuaciones:** Obras físicas menores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarios para la conexión de un Equipamiento de Generación a la red de distribución eléctrica y que deban ser solventados por el propietario del EG, tales como el cambio en la capacidad del empalme.
2. **Alimentador:** Circuito que forma parte de la red de distribución que se extiende desde una Subestación Primaria de Distribución o desde un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, desde donde recibe energía, hasta el punto de conexión en el cual se conectan las instalaciones de Clientes y Usuarios, El Alimentador será de propiedad de una sola Empresa Distribuidora, no pudiendo existir Alimentadores con más de un propietario.**Anti-isla:** Uso de relés o controles para protección contra funcionamiento de isla.
3. **Armónicas superiores:** Corresponde a las oscilaciones sinusoidales cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia nominal del SD (50 Hz).
4. **Capacidad Instalada:** Suma de la potencia máxima de las Unidades de Generación que conforman el EG de un Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts.
5. **Capacidad Instalada Permitida:** Capacidad del (los) Equipamiento(s) de Generación (o EG) que puede conectar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica, sin requerir para ello de Obras Adicionales y/o Adecuaciones, expresada en kilowatts.
6. **Cliente:** Persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico.

Adicionalmente se considerarán Clientes, sean éstos regulados o libres, a aquellos que realizan retiros desde el Sistema de Distribución.

Para efectos de esta NT, se entenderá que todo Cliente es un Usuario de la Red de Distribución, de acuerdo a la definición establecida en el numeral 32 del presente artículo.

7. **Conexión comunicativa:** Conexión y comunicación entre inversores monofásicos, necesaria para que en conjunto operen como un inversor trifásico simétrico, inyectando simétricamente aun cuando falle alguna de las Unidades de Generación.
8. **Empalme:** Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor de la instalación o sistema del Cliente a la red de suministro de energía eléctrica y que forman parte del SD.

9. **Empresa Distribuidora o Distribuidora:** Empresa(s) Distribuidora(s) Concesionaria(s) del servicio público de distribución o todo aquel que preste el servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario o que opere, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.
10. **Equipamiento(s) de Generación:** Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, que se conectan a la red de distribución a través del empalme de un Usuario o Cliente. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.
11. **Factor de Potencia:** Corresponde a la relación entre la potencia activa (expresada en kW) y la potencia aparente (expresada en kVA) que se consume o inyecta en un determinado punto de una red.
12. **Instalación del Usuario o Cliente:** Instalación eléctrica construida en una propiedad particular, destinada al uso exclusivo de sus usuarios o propietarios, en la cual se emplea la energía eléctrica con fines de uso doméstico, comercial o industrial.
13. **Interruptor de acoplamiento:** Dispositivo de protección con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y de cortocircuito, cuya función es desconectar el o los EG del SD. Posee dos dispositivos eléctricos de desconexión conectados en serie (con redundancia).
14. **Inversor:** Máquina, dispositivo o sistema que convierte corriente directa a corriente alterna.
15. **Inyección de Excedentes Permitida:** Inyección del (los) Equipamiento(s) de Generación (o EG) que puede realizar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica.
16. **Isla:** Condición en la cual una parte del área de un sistema eléctrico de potencia (SEP) está energizado solamente por uno o más EG, estando esta parte eléctricamente separada del resto del SD.
17. **Medios de Generación Distribuida (GD):** Medios de generación conectados en redes de distribución. Comprende los EG y los PMGD.
18. **Obras adicionales:** Obras físicas mayores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarias para la conexión de un EG a la red de distribución eléctrica y que deban ser solventadas por el propietario del EG, tales como expansiones, transformadores, subestaciones y recambio de conductores, producto de la conexión del EG.
19. **Parpadeo o Flicker:** Corresponde a una fluctuación cíclica (en el rango 0-30Hz) de la magnitud de la tensión que origina la impresión subjetiva de variaciones en la luminosidad, como resultado del parpadeo en los elementos de iluminación y mal funcionamiento de otros dispositivos eléctricos conectados a la red. Se mide a través de dos índices, a saber:
 - Pst: Índice de severidad de Parpadeo o Flicker de corto plazo (10 minutos).

- Plt: Índice de severidad de Parpadeo o *Flicker* de largo plazo (2 horas).
20. **Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD):** Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
 21. **Proceso Expeditivo:** Proceso de conexión simplificado de los EG, mediante el cual puede conectarse en menor tiempo siempre que verifique los requisitos para optar al referido proceso de conexión.
 22. **Protección de Red e Instalación:** Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento cuando al menos un valor de operación del SD se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.
 23. **Punto de Conexión:** Punto de las instalaciones de distribución de energía eléctrica en el cual, un consumo, un EG o un PMGD se conecta al Sistema de Distribución.
 24. **Punto de repercusión:** Punto del SD, más cercano al sistema del cliente, en que están conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes. Corresponde al punto de referencia para juzgar las repercusiones de un EG sobre el SD.
 25. **Reconexión automática:** Reconexión del interruptor de potencia correspondiente a una parte fallada de la red, controlada por un dispositivo automático, asumiendo que la falla haya desaparecido durante el tiempo de interrupción.
 26. **Red de baja tensión:** Red cuya tensión nominal es igual o inferior a 400V.
 27. **Red de media tensión:** Red cuya tensión es superior a 400V e inferior o igual 23kV.
 28. **Sistema de Distribución o Red de Distribución:** Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV, que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a Clientes o Usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a Clientes o Usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros. El Sistema de Distribución comprende los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, los Sistemas de Medida para Transferencias Económicas y los Sistemas de Monitoreo.
 29. **Sistemas de Medición, Monitoreo y Control:** Sistemas que forman parte del SD y que permiten la Medición, Monitoreo y Control en los Puntos de Conexión de los Clientes sometidos a regulación de precios. Forman parte de estos sistemas los compactos de medida, medidores y sistemas de comunicación, concentradores y software necesarios para su implementación, entre otros.

30. **Tensión nominal (V_n):** Tensión por la cual se denomina o identifica una red o instalación.
31. **Unidad generadora:** Equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios, como por ejemplo, un panel fotovoltaico.
32. **Usuario de la Red de Distribución o Usuario:** Toda persona, natural o jurídica, propietaria, arrendataria, usufructuaria o que opere a cualquier título, las instalaciones conectadas a la red de una Empresa Distribuidora.

BORRADOR

Capítulo 2. INFORMACIÓN PÚBLICA

TÍTULO 2-1 PUBLICIDAD Y DISPONIBILIDAD DE LA INFORMACIÓN

Artículo 2-1 General

Las empresas deberán mantener a disposición de sus Usuarios o Clientes Finales información técnica de sus instalaciones, información de Medios de Generación Distribuida e información específica por Usuario o Cliente. Para ello deberán disponer de una plataforma de acceso público en su sitio web publicando información relevante para los Clientes o Usuarios que deseen conectar un EG al SD.

Artículo 2-2 Alcance

La información suministrada por las empresas deberá estar debidamente actualizada y representar fehacientemente el estado de sus Redes de Distribución.

La información publicada no podrá considerarse como un pronunciamiento en orden a que la conexión del EG es aceptada o rechazada, debiendo realizarse siempre los trámites pertinentes del procedimiento al cual se hace referencia en el Capítulo 3.

La Superintendencia deberá tener acceso a la plataforma y a toda la información contenida en ella, pudiendo auditar los sistemas y la referida información contenida en los mismos cuando lo considere necesario. Asimismo podrá definir el formato de la información contenida en la plataforma, considerando los requerimientos de la presente norma.

Artículo 2-3 Información General

Las Empresas Distribuidoras deberán publicar al menos la siguiente información:

- a. Topología de Alimentadores de MT (nombre, tensión, capacidad, número de fases, tipo de conductor y transformador asociado).
- b. Tensión de la Red en kV.
- c. Potencia de corto circuito en la cabecera de los Alimentadores de MT.
- d. Capacidad instalada de generación total conectada por transformador de distribución y por Alimentador de MT (Incluyendo PMGD y EG).
- e. Información técnica de transformadores de distribución (ID, capacidad en kVA, tipo de conexión y tensiones en kV/kV).
- f. Demandas máximas y mínimas de los Alimentadores de MT para cada mes en condiciones normales de operación, excluyendo escenarios de traspaso de carga.

Artículo 2-4 Información por Cliente o Usuario

El usuario final a partir de su número de cliente, R.U.T y clave personal, podrá acceder al menos a la información general correspondiente a dicho usuario junto con la siguiente información:

- a. Dirección del suministro.
- b. Historial de consumo mensual de al menos los últimos 36 meses en kWh.
- c. Capacidad del empalme en kW.
- d. Historial de todos los cargos netos de suministro de los últimos 36 meses.
- e. Información Técnica del transformador asociado a su empalme (ID, capacidad en kVA, tensiones en kV/kV).

Artículo 2-5 Información por Cliente o Usuario con EG

En el caso de que el usuario que posea un EG conectado, podrá acceder al menos a la información general referida en el Artículo 2-4 junto con la siguiente información:

- a. Visualizar las últimas 24 facturas o boletas de suministro.
- b. Visualizar los últimos 24 anexos de facturas o boletas de inyecciones.
- c. Gráficos de inyecciones y consumo de los últimos 12 meses.
- d. Historial de lectura de consumo e inyecciones de los últimos 36 meses.
- e. Historial de facturación de consumo e inyecciones de los últimos 36 meses.
- f. Contabilidad de los remanentes utilizados de los últimos 5 años.
- g. Forma y fecha liquidación de remanentes estipulada en el contrato de conexión del EG.
- h. Indicador en display para verificar energía consumida e inyectada según tipo de medidor.

Artículo 2-6 Información sobre PMGD y EG

Las Empresas Distribuidoras deberán tener un registro de los PMGD y EG conectados y los que hayan solicitado conexión, debiendo publicarse al menos la siguiente información:

- a. Alimentador donde se conecta el referido PMGD o EG.
- b. Ubicación de los PMGD y EG (en sistema UTM).
- c. Transformador de distribución al que se conecta el EG: ID del transformador, tensiones, capacidad.
- d. Tecnología de generación.
- e. Capacidad instalada de generación e inyección de excedentes permitida según corresponda.
- f. Subestación del Sistema de Transmisión donde se determine el régimen de precios en el caso de PMGD.

Artículo 2-7 Bases de Datos

Las Empresas Distribuidoras deberán publicar las bases de datos que utilizan para la realización de los estudios técnicos a los que se refiere el TÍTULO 4-2. En la base de datos se deberán encontrar modeladas las redes de distribución, con sus usuarios y consumos representados, que hayan sido consideradas para dichos estudios.

Las bases de datos deberán publicarse una vez terminado y aprobado el estudio, señalando los Alimentadores y transformadores que en ella se encuentran modelados.

Artículo 2-8 Actualización y veracidad de la información

Las Empresas Distribuidoras deberán realizar la actualización de la información señalada del Artículo 2-3 al Artículo 2-5 mensualmente. La información deberá representar el estado normal de la red al momento de la actualización.

Artículo 2-9 Información que no se encuentra disponible

En caso en que exista información que no se encuentre disponible a través de la plataforma, los Usuarios o Clientes Finales podrán solicitar la información, la cual deberá ser entregada en un plazo máximo de 10 días contados desde la recepción del requerimiento por parte de la empresa distribuidora y a través de los formularios que la Superintendencia destine al efecto. Por su parte, la empresa distribuidora deberá hacer disponible en la plataforma de acceso público, la información que fue entregada al interesado, en un plazo menor a 15 días contados desde la entrega de información.

Capítulo 3. PROCEDIMIENTO TÉCNICO DE CONEXIÓN Y PROTOCOLO DE PUESTA EN SERVICIO

TÍTULO 3-1 DISPOSICIONES GENERALES PARA EL PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN

Artículo 3-1 Disposiciones e instrucciones generales

Las Empresas Distribuidoras deberán permitir la conexión de los EG a sus redes, para que el Usuario o Cliente Final inyecte los excedentes de energía a éstas, verificando el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes, y el cumplimiento de la normativa vigente.

Los EG deben ser instalados y operados en conformidad con la normativa vigente de manera que operen adecuadamente conectados al SD de la Empresa Distribuidora y se elimine toda posible repercusión fuera de los rangos establecidos por la NTD, ya sea sobre la red o sobre otros Clientes o Usuarios Finales.

La instalación de un EG deberá ejecutarse por un instalador debidamente autorizado por la Superintendencia en conformidad a lo establecido en los reglamentos y normas técnicas vigentes e instrucciones de carácter general de la Superintendencia, y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas.

Artículo 3-2 Procedimiento de conexión

Las Empresas Distribuidoras deberán gestionar los trámites del proceso de conexión por medio de la plataforma que para el efecto disponga la Superintendencia, la que deberá considerar formularios electrónicos para las distintas etapas del proceso de acuerdo a lo establecido en la presente norma.

La plataforma de la Superintendencia deberá permitir el acceso a ésta a las Empresas Distribuidoras para el desarrollo adecuado del proceso de conexión.

En su defecto, se podrá gestionar el proceso con el Usuario o Cliente final a través de formularios físicos. No obstante lo anterior, en tales casos, la Empresa Distribuidora deberá registrar la información y adjuntar los formularios en la plataforma, en un plazo no superior a 5 días desde la recepción o envío del formulario.

En la plataforma se establecerá la prelación de las solicitudes de conexión según orden de llegada, debiendo registrar la hora de presentación de las solicitudes en tiempo y forma, garantizando la fidelidad acerca de la información sobre el orden de ingreso de las solicitudes.

Los Usuarios o Clientes que deseen conectar un EG en el Sistema de Distribución, deberán iniciar el procedimiento de conexión que se muestra en la siguiente Figura:

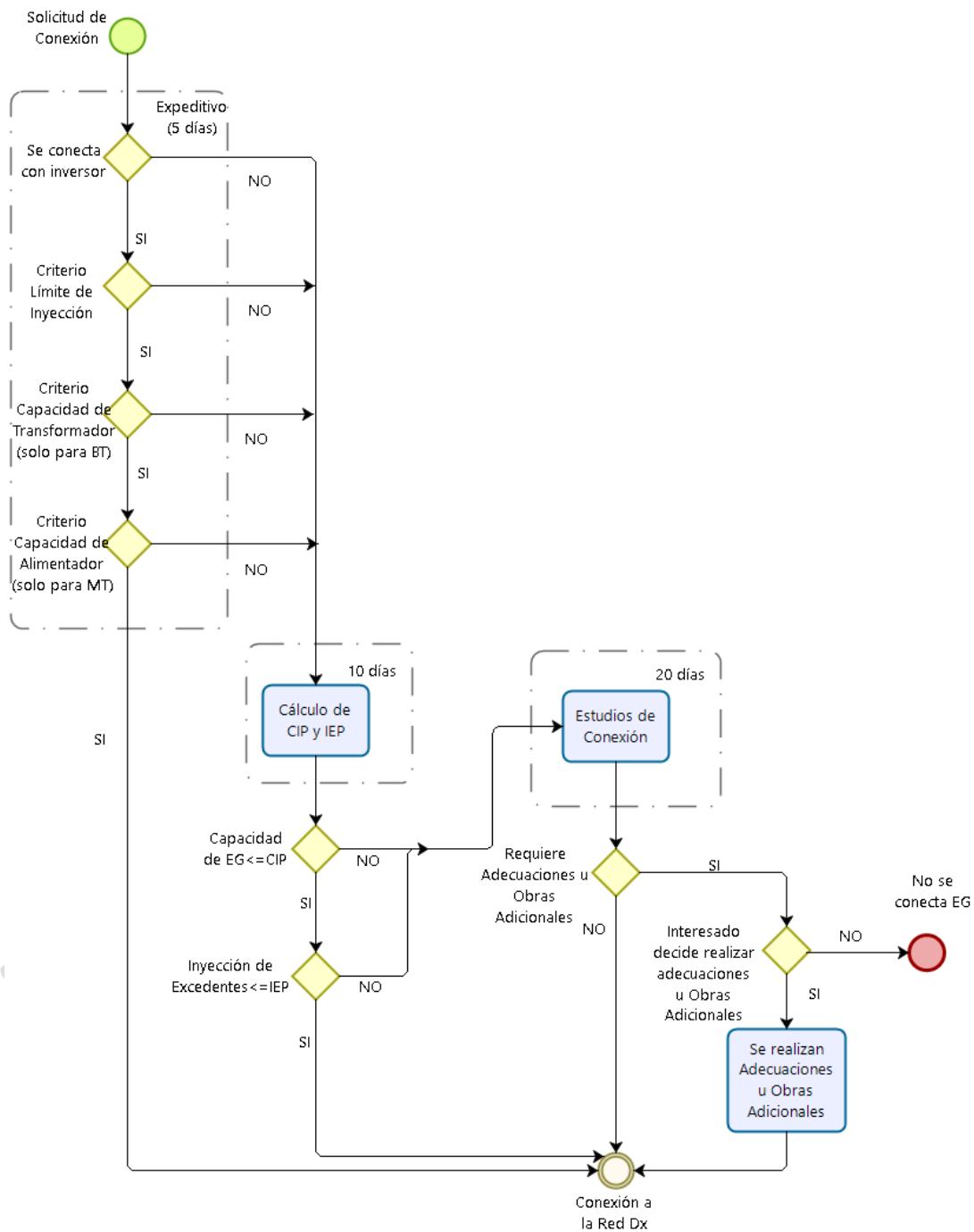


Figura 1: Procedimiento de Conexión

En la Figura 1 se muestra un diagrama del proceso de conexión, el cual se inicia con la solicitud de conexión por parte del EG interesado. De acuerdo a lo informado en la referida solicitud, la Empresa Distribuidora deberá verificar si el EG es admisible para conectarse a través de un Proceso Expeditivo. En caso de no verificar los criterios para aplicar a dicho proceso, deberá realizarse el cálculo de la

Capacidad Instalada Permitida (CIP) y de la Inyección de Excedentes Permitida (IEP). En caso de que la capacidad del EG sea menor o igual a la CIP y que la inyección de excedentes del EG a la red sea menor o igual a la IEP, se podrá proceder a la conexión del EG, de lo contrario, y de acuerdo a lo que determine el Cliente o Usuario Final podrán realizarse estudios de conexión, los que determinarán si se requieren adecuaciones u obras adicionales a la red de distribución para poder conectar el EG. En el TÍTULO 3-2 se describen las etapas del proceso de conexión.

BORRADOR

TÍTULO 3-2 PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN DE UN EG

Artículo 3-3 Solicitud de Conexión

Para solicitar la conexión de un EG, los Usuarios o Clientes deben presentar una Solicitud de Conexión, a través del Formulario que la Superintendencia destine al efecto, señalando al menos:

- a. Datos del dueño del inmueble o instalación:
 - i. Propiedad individual o colectiva del EG.
 - ii. Nombre completo o razón social de el o los usuarios, señalando el representante de los usuarios en caso de propiedad colectiva.
 - iii. Rol Único Nacional o Rol Único Tributario, junto con la fotocopia del documento.
- b. Datos del solicitante:
 - i. Poder simple en caso que la solicitud sea presentada por un tercero.
 - ii. Rol Único Nacional o Rol Único Tributario, junto con la fotocopia del documento.
- c. Datos del lugar de la instalación (Dirección).
- d. Tipo de solicitud: estándar, conjuntos habitacionales o solicitud de conexión de múltiples EG.
- e. Características principales del Equipo de Generación (Capacidad Instalada del EG, Potencia de Inyección del EG, tecnología del EG).

En caso de que la Solicitud presente información incompleta o errónea, y dentro de un plazo de 5 días, la Distribuidora podrá requerir a través de la plataforma que se subsane la Solicitud, disponiendo el Solicitante de un plazo de 5 días para realizar las correcciones.

Artículo 3-4 Respuesta Solicitud de Conexión

La Empresa Distribuidora contestará a dicha solicitud en conformidad con lo establecido en la normativa vigente, respondiendo por medio del Formulario que la Superintendencia disponga al efecto, indicando al menos:

- a. Identificación de solicitud de conexión.
- b. Datos del solicitante.
- c. Punto de conexión:
 - i. Ubicación geográfica del punto en coordenadas UTM.
 - ii. Propiedad del Empalme.
 - iii. Capacidad del Empalme.
 - iv. Tipo de Empalme.
 - v. Opción Tarifaria.

- d. Si verifica condiciones para conectarse a través del Proceso Expositivo.
- e. Capacidad Instalada Permitida e Inyección de Excedentes Permitida en caso que corresponda.
- f. Factor de Potencia con el que deberá operar.
- g. Costo de actividades de conexión.
- h. Obras adicionales o adecuaciones en caso que hayan, junto con su valorización, plazos de ejecución y modalidad de pago.

En caso que la Empresa Distribuidora rechace la solicitud de conexión del EG ésta deberá indicar las razones fundadas de dicho rechazo.

Los plazos para entregar la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora dependerán de los requisitos del proceso de conexión que verifique el EG los cuales se señalan en los siguientes artículos.

Artículo 3-5 Conjuntos Habitacionales

En el caso de solicitudes de conexión de Equipamientos de Generación en nuevos proyectos de conjuntos habitacionales, edificios u otros similares, los que por encontrarse en construcción no cuenten con número de cliente ni red de distribución aprobada por la Empresa Distribuidora, se deberá enviar una solicitud de conexión única, para el total de los EG. La Empresa Distribuidora deberá responder por medio del Formulario que disponga la Superintendencia al efecto. En caso de ser ingresada por medio de múltiples formularios, la distribuidora deberá rechazar la solicitud informando la forma en que la solicitud debe ser subsanada.

En este caso la Empresa Distribuidora tendrá un plazo de 20 días para enviar la respuesta a la Solicitud de Conexión contados desde que se haya recibido o subsanado dicha solicitud según corresponda.

Artículo 3-6 Solicitudes de Conexión de múltiples EG

Las solicitudes de conexión de múltiples EG simultáneas asociadas a un mismo transformador, podrán ser presentadas en una única solicitud donde se deberán ingresar todos los EG a conectar. Para efecto de determinar la responsabilidad por la realización de las adecuaciones u obras adicionales en caso que existan, los solicitantes podrán contraer acuerdos comprobables en los cuales se determinarán tales responsabilidades. En caso contrario, es decir que no haya acuerdo entre las partes, las responsabilidades se determinarán de acuerdo al orden de ingreso de los EG en la referida solicitud.

En este caso, la Empresa Distribuidora tendrá un plazo de 20 días para enviar la respuesta a la Solicitud de Conexión contados desde que se haya recibido o subsanado dicha solicitud según corresponda.

Artículo 3-7 Aumento de Capacidad

En el caso que se desee presentar la solicitud para el aumento de capacidad de un EG ya conectado, se deberá solicitar la conexión por la capacidad total, es decir la suma entre la capacidad que se encuentra instalada y el aumento de capacidad que se pretende conectar.

Artículo 3-8 Manifestación de Conformidad

El Usuario o Cliente Final, en un plazo no superior a 20 días hábiles contado desde la fecha de recepción de la Respuesta de Solicitud de Conexión, deberá manifestar su conformidad a la Distribuidora. En caso de no encontrarse conforme con lo dispuesto por la empresa, podrá efectuar los reclamos que correspondan ante la Superintendencia.

En dicha manifestación, el Usuario o Cliente final deberá comunicar el valor de capacidad instalada final del EG a conectar.

En caso que el EG se conecte a través de un Proceso Expeditivo o la capacidad instalada del EG no supere el 40% de la CIP, no será necesario presentar la Manifestación de Conformidad.

Artículo 3-9 Proceso Expeditivo

El proceso de conexión se iniciará con la Solicitud de Conexión del Usuario o Cliente a la Distribuidora, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 3-3. Luego de recibida la solicitud, la distribuidora deberá evaluar si el EG puede conectarse a través de un Proceso Expeditivo. Para ello el EG deberá verificar copulativamente los siguientes criterios de seguridad operacional:

- a. EG se conectará a través de inversores.
- b. Criterio Límite de Inyección: La capacidad instalada del EG deberá ser menor o igual a la capacidad del empalme y menor a 10 kW para BT y 30 kW para MT.
- c. Criterio Capacidad del Transformador: solo aplicable a conexiones en BT. La capacidad instalada del EG sumada a la capacidad de otras instalaciones de generación conectadas o previsto a conectar, no deberá superar el 20% de la capacidad del transformador al que se conecte.
- d. Criterio Capacidad del Alimentador: Criterio solo aplicable a conexiones en MT, donde la capacidad instalada del EG sumada a la capacidad de otras instalaciones de generación conectadas o previstas a conectar, no deberá superar el 15% de la capacidad nominal del Alimentador en el cual se conecte.

Se entenderá por PMGD previstos de conectar a aquellos que cuenten con su Informe de Criterios de Conexión aprobado y vigente. Por su parte, se entenderá como EG previsto de conectar, a todo EG que cuente con su SC aprobada.

Sin perjuicio de lo señalado, la Empresa Distribuidora podrá determinar conectar el EG a través de un Proceso Expositivo en atención a las características del EG y de la red de distribución en el punto de conexión.

En caso que el EG verifique los requisitos para conectarse por medio de un Proceso Expositivo, la Empresa Distribuidora deberá enviar la respuesta a la Solicitud de Conexión en un plazo de 5 días desde que se haya recibido o subsanado dicha solicitud, según corresponda.

En el caso de clientes de baja tensión que posean EGs que se conecten al SD en media tensión por medio de un transformador de distribución de uso exclusivo para dicho cliente, le serán aplicables las exigencias técnicas del procedimiento de conexión equivalentes a un EG que se conecta en media tensión.

Artículo 3-10 Determinación de la Capacidad Instalada Permitida e Inyección de Excedentes Permitida

En caso de no verificarse algunos de los criterios indicados en el artículo precedente, se deberá determinar la Capacidad Instalada e Inyección de Excedentes Permitida según lo señalado en el Capítulo 4.

En caso de que la capacidad del EG sea menor o igual a la CIP y la inyección de excedentes del EG sea menor o igual a la IEP, pudiendo verificarse esto último mediante un dispositivo que limite su inyección a la red a un valor menor o igual a la IEP, el EG podrá conectarse a la red de distribución sin necesidad de obras adicionales y/o adecuaciones.

La Empresa Distribuidora dispondrá de un plazo máximo de 10 días para enviar la respuesta a la Solicitud de Conexión, contados desde que se haya recibido o subsanado dicha solicitud, según corresponda.

Artículo 3-11 Estudios de Conexión

En caso de que un Usuario o Cliente desee conectar un EG de una Capacidad Instalada superior a la CIP o inyección de excedentes del EG superior a la IEP, la Empresa Distribuidora deberá realizar los estudios de conexión correspondientes a los criterios de CIP o IEP que se hayan sobrepasado. Los estudios deberán determinar la capacidad y la inyección permitida. Dichos estudios concluirán si se requieren adecuaciones u obras adicionales a la red de distribución para poder instalar el EG, de acuerdo a lo señalado en el TÍTULO 4-2. La empresa distribuidora deberá proponer medidas

alternativas a las obras adicionales, en caso que corresponda, entre las que se podrán considerar la instalación de equipos limitadores de inyección, u otras.

En caso que los EG se conecten en Sistemas Medianos, y que la suma de la capacidad de generación supere el 20% de la demanda mínima en condiciones normales de operación, la distribuidora podrá determinar la realización de estudios directamente sin necesidad de verificar el cumplimiento de los criterios de la CIP e IEP, en atención a riesgos de inestabilidad en el sistema. La Empresa Distribuidora dispondrá de un plazo máximo de 20 días para enviar la respuesta a la Solicitud de Conexión, contados desde que se haya recibido o subsanado dicha solicitud, según corresponda. El plazo será ampliable en 10 días en caso que el EG se conecte en zonas de muy baja densidad de acuerdo a lo establecido en la NTD.

BORRADOR

TÍTULO 3-3 PRIMERA CONEXIÓN DE UN EG AL SD

Artículo 3-12 Notificación de Conexión

Previo a su conexión, el o los EG deberá(n) ser declarado(s) en la Superintendencia, de acuerdo a los procedimientos que haya establecido esta última para tales efectos. Asimismo, el Usuario o Cliente Final deberá notificar la conexión a la Empresa Distribuidora mediante el envío del formulario que disponga la Superintendencia para ello.

La Notificación de Conexión se deberá presentar antes que caduque la vigencia de la Manifestación de Conformidad o la respuesta de Solicitud de Conexión según corresponda, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento.

Artículo 3-13 Formulario de Notificación de Conexión

El formulario de Notificación de Conexión que disponga la Superintendencia deberá señalar al menos la capacidad finalmente instalada del EG y los datos del instalador junto con los datos de la declaración de puesta en servicio (N° de folio, fecha de inscripción). La Notificación de Conexión deberá ser acompañada con los siguientes antecedentes:

- a. Contrato de conexión firmado por el Usuario o Cliente Final
- b. Certificado de dominio vigente del inmueble donde se emplazará el Equipamiento de Generación, emitido por el Conservador de Bienes Raíces correspondiente;
- c. La identificación y clase del instalador eléctrico o la identificación del profesional de aquellos señalados en el decreto N° 92, de 1983, del Ministerio de Economía,
- d. Fomento y Reconstrucción, según corresponda; y
- e. Copia de la comunicación de la energización del Equipamiento de Generación realizada por el Usuario o Cliente Final ante la Superintendencia.

La Empresa Distribuidora podrá solicitar la corrección de la NC en un plazo de 5 días hábiles desde la recepción de la NC. El Usuario o Cliente final deberá corregir su NC en un plazo de 5 días hábiles desde la solicitud de corrección.

Artículo 3-14 Puesta en Servicio

Una vez entregada la NC, se deberá realizar la conexión del EG y así dar inicio a su periodo de Puesta en Servicio en la fecha consignada en el contrato de conexión, la cual no excederá el plazo de 15 días hábiles respecto de la fecha de entrega de la NC o fecha de corrección de ésta, según corresponda.

El Instalador o su representante será el encargado de realizar la conexión del Equipamiento de Generación a la red. La Empresa Distribuidora deberá supervisar el proceso, permitiéndosele contrastar el plano entregado a la Superintendencia con el EG.

Artículo 3-15 Protocolo de Conexión

Durante la Puesta en Servicio del EG el instalador autorizado deberá realizar, con supervisión de la Empresa Distribuidora, pruebas que permitan verificar el correcto desempeño del EG, las cuales se detallan en las Pruebas de Puesta en Servicio. El resultado de las referidas pruebas deberá registrarse en el formulario de Protocolo de Conexión del EG que disponga la Superintendencia.

El formulario de Protocolo de Conexión deberá considerar al menos los siguientes aspectos:

- a. Identificación de la solicitud de conexión asociada.
- b. Dirección de la instalación.
- c. Características del EG.
- d. Registro del contador de inyecciones del medidor al momento de la conexión. En caso de que se produzca el reemplazo del medidor al momento de conectar el EG se deberán registrar ambos contadores.
- e. Verificación de requerimientos generales de la presente norma:
 - i. Equipo de medición en conformidad;
 - ii. Ajustes protección RI en conformidad;
 - iii. Valor ajuste de sobretensión $V_{>}$ de la protección RI más cercana a la conexión a la red corresponde a $1,1V_n$;
 - iv. Tiempo de desenergización obtenido de la Prueba de Desconexión menor a 2 segundos;
 - v. Verificación de la correcta operación del disparo de la Protección RI sobre el Interruptor de Acoplamiento (solo en caso de EGs con Protección RI centralizada);
 - vi. Protección RI sellada o protegida con contraseña, la cual no es de conocimiento del Usuario o Cliente Final.
 - vii. Verificar que se cuente con un equipo limitador de inyecciones en caso de que sea requerido de acuerdo a lo establecido en la presente norma.
- f. Aprobación o Rechazo, debiendo indicarse las razones en el último caso.

El formulario deberá señalar, además, la fecha y hora y deberá ser firmado por el representante de la Empresa Distribuidora y por el Instalador autorizado.

Desde el momento en que se apruebe el protocolo de conexión se considerará el EG como conectado y se dará inicio al registro de inyecciones del EG, considerando como valor inicial el registro del contador de inyecciones del literal d) anterior.

Artículo 3-16 Ingreso a la Facturación

La Empresa Distribuidora deberá ingresar al EG en los proceso de facturación del cliente o usuario final una vez que éste se conecte. Para verificar lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá remitir a la Superintendencia las primeras 3 facturas en que se haya incorporado al EG, la primera de las cuales deberá ser enviada en un plazo máximo de 60 días corridos, contados desde la firma del protocolo de conexión, en el medio y la forma que establezca la Superintendencia.

BORRADOR

Capítulo 4. CAPACIDAD INSTALADA PERMITIDA, INYECCIÓN DE EXCEDENTES PERMITIDA Y ESTUDIOS DE CONEXIÓN

Artículo 4-1 Generalidades

Los EG que se deseen conectar al SD, cuya Capacidad Instalada no exceda la CIP y sus Inyecciones de excedentes no superen la IEP, no requerirán de Obras Adicionales, Adecuaciones o de estudios de impacto.

Si un Usuario o Cliente Final desea conectar un EG de una Capacidad Instalada superior a la CIP o que sus Inyecciones de excedentes superen la IEP, corresponderá a la Empresa Distribuidora realizar los estudios eléctricos que permitan evaluar la factibilidad de conexión del EG.

Sin perjuicio de lo anterior, se podrá instalar EG que supere la CIP o la IEP, una vez que se realicen los estudios por parte de la Empresa Distribuidora y la ejecución de potenciales Obras Adicionales o Adecuaciones que surjan de dichos estudios como requisito para la conexión. Las referidas obras y adecuaciones no podrán ser exigidas por incumplimientos de los estándares normativos de las redes de distribución, en cuyo caso no podrá afectarse a la conexión del EG.

En caso de determinarse el requerimiento de Obras Adicionales o Adecuaciones, ellas serán de cargo el propietario del EG, correspondiéndole a la Empresa Distribuidora la ejecución de las mismas.

Para la determinación de la CIP e IEP, y la realización de los estudios eléctricos, se considerarán todos los GD conectados y previstos de conectar. Se entenderá por PMGD previstos de conectar a aquellos que cuenten con Informe de Criterios de Conexión aprobado y vigente. Por su parte, se entenderá como EG previsto de conectar, a todo EG que cuente con su SC aprobada.

TÍTULO 4-1 CAPACIDAD INSTALADA PERMITIDA E INYECCIÓN DE EXCEDENTE PERMITIDA

Artículo 4-2 Generalidades

La CIP y la IEP deberán determinarse según el tipo de EG del Usuario o Cliente Final, los cuales se encuentran en una de las siguientes 4 categorías:

- a. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento;

- b. Sistemas basados en inversores, excluyendo los sistemas de generación contenidos en el literal anterior;
- c. Sistemas basados en máquinas sincrónicas; o
- d. Sistemas basados en máquinas asincrónicas.

La Inyección de Excedentes Permitida, determinada de acuerdo a la metodología del presente título, no podrá superar el valor de la Capacidad Instalada Permitida. En caso que la sobrepase producto de las consideraciones realizadas para su determinación, deberá considerarse que el valor de IEP corresponde al valor de la CIP del EG.

Artículo 4-3 Inyección de Excedente Permitida

Para establecer la Inyección de Excedente Permitida asociada a un transformador o Alimentador de un SD, se debe considerar el impacto del EG sobre:

- a. La corriente que circula por la red de distribución eléctrica (IEP_F),
- b. La regulación del voltaje (IEP_{RT})

La IEP corresponderá al valor más restrictivo que resulte de la aplicación de los dos criterios:

$$IEP = \text{Min} (IEP_F, IEP_{RT})$$

Artículo 4-4 Impacto sobre la corriente que circula por el SD en BT

Para asegurar que el sentido del flujo de potencia sea siempre desde la red de distribución hacia los consumos, la IEP deberá obtenerse en conformidad con el procedimiento que se detalla en este artículo.

En primer lugar, se debe determinar la IEP por inversión de flujo (IEP_{IF}) para horarios nocturnos ($IEP_{IF,noche}$) y diurnos ($IEP_{IF,día}$), de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$IEP_{IF,noche} = D_{MINNocturna} - \left(\sum_{i=GDnoSolar} CI_i + \sum_{i=GDSolarca} CI_i \right)$$

$$IEP_{IF,día} = D_{MINDiurna} - \left(\sum_{i=GDnoSolar} CI_i + \sum_{i=GDSolarca} CI_i + \sum_{i=GDSolar} CI_i \right)$$

Donde,

- $D_{MIN_{Diurna}}$: Demanda mínima del transformador de distribución, al cual se desea conectar el interesado, en horas con sol, expresada en kW. La demanda deberá estar asociada únicamente a los consumos de clientes, excluyendo cualquier aporte de EG.
- $D_{MIN_{Nocturna}}$: Demanda mínima del transformador de distribución, al cual se desea conectar el interesado, en horas sin sol, expresada en kW. La demanda deberá estar asociada únicamente a los consumos de clientes, excluyendo cualquier aporte de EG.
- GD_{Solar} : EG solares sin sistema de almacenamiento de energía, conectados y previstos de conectar, al transformador de distribución al que el interesado se desea conectar.
- $GD_{Solar\ ca}$: EG solares con sistema de almacenamiento de energía, conectados y previstos de conectar, al transformador de distribución al que el interesado se desea conectar.
- $GD_{noSolar}$: EG con fuente de energía primaria distinta a la solar, conectados y previstos de conectar, al transformador de distribución al que el interesado se desea conectar.
- CI_i : Capacidad Instalada del GD i , expresada en kW.

Si la fuente energética primaria del EG del interesado es de origen solar y no cuenta con dispositivos de almacenamiento, la IEP_{IF} es la siguiente:

$$IEP_{IF} = IEP_{IF,día}$$

Si la fuente energética primaria del EG del interesado es de origen distinto al solar, o es solar y cuenta con dispositivos de almacenamiento, la IEP_{IF} corresponderá al mínimo valor entre $CIP_{día}$ y CIP_{noche} .

$$IEP_{IF} = \text{Mín}(IEP_{IF,día}, IEP_{IF,noche})$$

Finalmente, la inyección de excedentes permitida por flujo es la siguiente:

$$IEP_F = IEP_{IF}$$

Artículo 4-5 Impacto sobre la corriente que circula por el SD en MT

Para asegurar que el sentido del flujo de potencia sea siempre desde la red de distribución hacia los consumos y que no se sobrepase la capacidad de diseño de los Alimentadores, la IEP deberá obtenerse en conformidad con el procedimiento que se detalla en este artículo.

En primer lugar, se debe determinar la IEP por inversión de flujo IEP_{IF} para horarios nocturnos ($IEP_{IF,noche}$) y diurnos ($IEP_{IF,día}$), de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$IEP_{IF,noche} = D_{MIN_{Nocturna}} - \left(\sum_{i=GD_{noSolar}} CI_i + \sum_{i=GD_{Solar\ ca}} CI_i \right)$$

$$IEP_{IF,día} = D_{MIN_{Diurna}} - \left(\sum_{i=GD_{noSolar}} CI_i + \sum_{i=GD_{Solar\ ca}} CI_i + \sum_{i=GD_{Solar}} CI_i \right)$$

Donde,

- $D_{MIN_{Diurna}}$: Demanda mínima en la cabecera del Alimentador, al cual se desea conectar el interesado, en horas con sol, expresada en kW. La demanda deberá estar asociada únicamente a los consumos de clientes, excluyendo cualquier aporte de GD.
- $D_{MIN_{Nocturna}}$: Demanda mínima en la cabecera del Alimentador, al cual se desea conectar el interesado, en horas sin sol, expresada en kW. La demanda deberá estar asociada únicamente a los consumos de clientes, excluyendo cualquier aporte de GD.
- GD_{Solar} : GD solares sin sistema de almacenamiento de energía, conectados o previstos de conectar al Alimentador al que el interesado se desea conectar.
- $GD_{Solarca}$: GD solares con sistema de almacenamiento de energía, conectados o previstos de conectar al Alimentador al que el interesado se desea conectar.
- $GD_{noSolar}$: GD con fuente de energía primaria distinta a la solar, conectados o previstos de conectar al Alimentador al que el interesado se desea conectar.
- CI_i : Capacidad Instalada del GD i , expresada en kW.

Adicionalmente se deberá determinar la IEP para comprobar que no existan congestiones en algún elemento del Alimentador (IEP_{cap}), en horarios nocturnos ($IEP_{cap,noche}$) y diurnos ($IEP_{cap,día}$) para EG conectados en MT:

$$IEP_{cap,noche} = CAP_{diseño} + D_{MIN_{Nocturna}} - \left(\sum_{i=GD_{noSolar}} CI_i + \sum_{i=GD_{Solarca}} CI_i \right)$$

$$IEP_{cap,día} = CAP_{diseño} + D_{MIN_{Diurna}} - \left(\sum_{i=GD_{noSolar}} CI_i + \sum_{i=GD_{Solarca}} CI_i + \sum_{i=GD_{Solar}} CI_i \right)$$

Donde,

- $CAP_{diseño}$: Menor capacidad de diseño entre el conductor, equipo de maniobra o equipo de protección ubicados entre el punto de conexión y la cabecera del Alimentador, expresada en kW.
- $D_{MIN_{Diurna}}$: Demanda mínima aguas abajo del punto donde se encuentre el elemento de menor capacidad de diseño, en horas con sol, expresada en kW. La demanda deberá estar asociada únicamente a los consumos de clientes, excluyendo cualquier aporte de GD. Se determinará ponderando los niveles de carga mínima medidos en la cabecera del alimentador por la razón entre el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del elemento de menor capacidad de diseño y el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución del Alimentador.
- $D_{MIN_{Nocturna}}$: Demanda mínima aguas abajo del punto donde se encuentre el elemento de menor capacidad de diseño, en horas sin sol, expresada en kW. La demanda deberá estar asociada únicamente a los consumos de clientes, excluyendo cualquier aporte de GD. Se

determinará ponderando los niveles de carga mínima medidos en la cabecera del alimentador por la razón entre el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del elemento de menor capacidad de diseño y el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución del Alimentador.

- GD_{Solar} : Medios de generación distribuida solares sin sistema de almacenamiento de energía, conectados o previstos de conectar aguas abajo del punto donde se encuentre el elemento de menor capacidad de diseño.
- $GD_{Solar\ ca}$: Medios de generación distribuida solares con sistema de almacenamiento de energía, conectados o previstos de conectar aguas abajo del punto donde se encuentre el elemento de menor capacidad de diseño.
- $GD_{noSolar}$: Medios de generación distribuida con fuente de energía primaria distinta a la solar, conectados o previstos de conectar aguas abajo del punto donde se encuentre el elemento de menor capacidad de diseño.
- CI_i : Capacidad Instalada del medio de generación distribuida i , expresada en kW.

Si la fuente energética primaria del EG del interesado es de origen solar y no cuenta con dispositivos de almacenamiento:

$$IEP_{IF} = IEP_{IF,día}$$

$$IEP_{Cap} = IEP_{cap,día}$$

Si la fuente energética primaria del EG del interesado es de origen distinto al solar, o es solar y cuenta con dispositivos de almacenamiento:

$$IEP_{IF} = \text{Mín}(IEP_{IF,día}, IEP_{IF,noche})$$

$$IEP_{Cap} = \text{Mín}(IEP_{cap,día}, IEP_{cap,noche})$$

Finalmente la inyección de excedentes permitida por flujo es la siguiente:

$$IEP_F = \text{Mín}(IEP_{IF}, IEP_{Cap})$$

Donde $\text{Mín} = (IEP_{IF}, IEP_{Cap})$ corresponde al mínimo valor entre IEP_{IF} y IEP_{Cap} .

Artículo 4-6 Consideraciones para la determinación del Impacto sobre la corriente que circula por el SD

Para efecto de la determinación del impacto sobre la corriente que circula por el SD, se considerará que la demanda mínima del transformador de distribución o Alimentador, será determinada a partir de un perfil representativo de la demanda. El perfil de demanda representativo será construido a

partir de la curva de duración resultante de un registro de lecturas de potencia de los últimos doce meses con máximo un mes de desfase respecto a la SI o SC.

En caso que a la fecha de la solicitud de conexión no se contara con los registros antes mencionados, la curva de duración será determinada a partir de registros de demanda de un transformador de distribución o Alimentador al que se conecten Usuarios de similares características, escalados según la potencia nominal del respectivo transformador de distribución o Alimentador.

Se deberán construir dos curvas de duración, una que considere sólo los registros horarios en horas de sol y otra que considere sólo los registros horarios en horas de ausencia de sol. Las demandas mínimas $D_{MINDiurna}$ y la $D_{MINNocturna}$, corresponderán al promedio del 5% de los valores mínimos no nulos de la curva de duración que corresponda, en condiciones normales de operación.

Para los anteriores cálculos se considerará que las horas con sol dependerán de la zona geográfica a la cual pertenece el Cliente o Usuario Final interesado y corresponderán al intervalo de tiempo comprendido entre la Hora de Salida y la Hora de Puesta definidos en la Tabla 1.

Tabla 1: Horas de salida y puesta de sol

Zona Geográfica:	Hora Salida	Hora Puesta
1: Regiones de: Arica y Parinacota, de Tarapacá y de Antofagasta	07:00	20:30
2: Regiones de: Atacama, de Coquimbo, de Valparaíso, Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, de Ñuble, del Biobío, de la Araucanía, de los Ríos y de los Lagos	06:30	21:30
3: Regiones de: Aysén y de Magallanes y Antártica Chilena	05:30	22:00
4: Provincia de Isla de Pascua	07:30	21:00

En caso de no contar con registros de demanda para el transformador de distribución o Alimentador, o de algún transformador de distribución o Alimentador al que se conecten Usuarios de similares características, la demanda mínima a considerar será equivalente al 30% de la potencia aparente nominal.

Artículo 4-7 Impacto sobre la regulación de voltaje

Para evitar desvíos de la tensión fuera de los rangos permitidos, de manera permanente, producto de la conexión de un conjunto de EG en un determinado Alimentador, se determina en primera instancia la MCIP, la cual corresponde a la siguiente fórmula:

$$MCIP = \frac{S_{CC \text{ red FA}}}{K_{vp}}$$

Donde,

- MCIP: Máxima Capacidad Instalada Permitida del Transformador, expresada en kW.
- $S_{CC \text{ red FA}}$: Potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final del Alimentador al cual se desea conectar un Cliente, expresada en kVA.
- K_{vp} : Constante de variación de tensión máxima permanente, equivalente a 20 (veinte).

Luego, la Inyección de Excedentes Permitida de un Cliente o Usuario Final en términos de la máxima variación permanente de tensión permitida será determinada mediante la siguiente expresión:

$$IEP_{RT} = MCIP - \sum S_{GD}$$

Donde,

Para BT:

- S_{GD} : Capacidad Instalada de los EG conectados y/o previstos de conectar en BT al Alimentador de BT al cual se desea conectar el interesado, expresada en kVA. (no se debe considerar el nuevo EG).

Para MT:

S_{GD} : Capacidad Instalada de los EG y PMGD conectados y/o previstos de conectar al Alimentador de MT al cual se desea conectar el interesado, expresada en kVA (no se debe considerar el nuevo EG).

Artículo 4-8 Capacidad Instalada Permitida

Para establecer la Capacidad Instalada Permitida asociada a un transformador o Alimentador de un SD, se debe considerar el impacto del EG sobre:

- a. La fluctuación del voltaje (CIP_{FV}) y
- b. La corriente de cortocircuito (CIP_{CC}).

La Capacidad Instalada Permitida corresponderá al valor más restrictivo que resulte de la aplicación de los dos criterios descritos:

$$CIP = \text{Min} (CIP_{FV}, CIP_{CC})$$

Artículo 4-9 Impacto sobre la fluctuación de voltaje

Para evitar desvíos de la tensión inadmisibles en un Alimentador al momento de la sincronización de un EG, se debe cumplir la siguiente relación:

$$\frac{S_{CC \text{ red PC}}}{(K_{\text{man } i} \cdot S_{EG})} \geq K_{vs}$$

Donde,

- $S_{CC \text{ red PC}}$: Potencia de cortocircuito en el punto de conexión en kVA.
- S_{EG} : Capacidad Instalada aparente del EG del interesado que se desea conectar en kVA.
- $K_{\text{man } i}$: Factor de maniobra correspondiente al EG evaluado.
- K_{vs} : Constante de variación de tensión máxima en sincronización, equivalente a 33 veces para BT.

Los factores de maniobra para cada tipo de EG conectado a BT son los siguientes:

- Generadores con inversor de corriente y generadores síncronos: $K_{\text{man}} = 1$; o
- Generadores asíncronos: $K_{\text{man}} = 6$.

Para el caso de EG conectados en MT, la verificación del cumplimiento de la expresión del presente artículo sólo se realizará para el caso de generadores asíncronos. Para el referido cálculo se considerarán los siguientes valores:

- K_{vs} : Constante de variación de tensión máxima en sincronización, equivalente a 16 veces para MT.
- Los factores de maniobra para cada tipo de EG conectado a BT son los siguientes:
 - Generadores asíncronos doblemente alimentados: $K_{\text{man}} = 4$; o
 - Generadores asíncronos directamente conectados: $K_{\text{man}} = 6$.

La Capacidad Instalada Permitida en términos de la máxima variación de tensión en la sincronización, expresada en kVA, será determinada mediante la siguiente expresión:

$$CIP_{FV} = \frac{S_{CC \text{ red PC}}}{K_{vs} \cdot K_{\text{man } i}}$$

Artículo 4-10 Impacto sobre la corriente de cortocircuito

Para asegurar que la Capacidad Instalada Permitida respete la corriente de cortocircuito máxima permitida en la red de distribución, se debe verificar la siguiente expresión:

$$\frac{\sum_i n_i \cdot S_{A \text{ max } i}}{S_{CC \text{ trafo}}} \leq 0,1$$

Donde,

- $S_{CC\ trafo}$: Potencia de cortocircuito en el lado de baja tensión del transformador asociado evaluado en kVA. Se consideran los GD que estén conectados aguas arriba del lado de baja tensión del transformador.
- $S_{Amax\ i}$: Capacidad Instalada aparente nominal del medio de generación distribuida i conectado y/o previsto de conectar al transformador de distribución o al Alimentador, para conexiones en BT y MT respectivamente.
- n_i : factor de contribución a cortocircuito correspondiente al medio de generación distribuida i .

Para cada medio de generación distribuida conectado se debe utilizar un factor de contribución a cortocircuito (n_i) que depende de las características del generador. Estos factores son los siguientes:

- a. Generadores con inversor de corriente: $n = 1$,
- b. Generadores asíncronos: $n = 6$, o
- c. Generadores síncronos: $n = 8$.

La máxima capacidad instalada permitida, en términos del impacto sobre la corriente de cortocircuito, será determinada mediante la siguiente expresión:

$$CIP_{CC} = \frac{0,1 \cdot S_{CC\ trafo} - \sum_i n_i \cdot S_{GD\ i}}{n_{EG}}$$

Donde,

- n_{EG} corresponde al factor de contribución a cortocircuito del EG del interesado.

Para BT:

- $\sum_i n_i \cdot S_{GD\ i}$ corresponde a la sumatoria de la Capacidad Instalada de los EG conectados y/o previstos de conectar al transformador de distribución donde se desea conectar el interesado, multiplicado por su respectivo factor de contribución de corriente de cortocircuitos.

Para MT:

- $\sum_i n_i \cdot S_{GD\ i}$ corresponde a la sumatoria de la Capacidad Instalada de los GD conectados y/o previstos de conectar al Alimentador donde se desea conectar el interesado, multiplicado por su respectivo factor de contribución de corriente de cortocircuitos.

TÍTULO 4-2 ESTUDIOS DE CONEXIÓN

Artículo 4-11 Generalidades

Las exigencias del presente título serán aplicables en caso de que el Usuario o Cliente Final deba realizar estudios eléctricos que permitan evaluar la factibilidad de conexión del EG. Los referidos estudios eléctricos dependerán de los criterios de los Títulos anteriores que hayan sido incumplidos por el EG.

En caso de que los estudios eléctricos determinen que se requieren obras adicionales, la Empresa Distribuidora deberá otorgar al interesado, las alternativas para evitar la realización de dichas obras, entre las cuales se deberá considerar al menos la operación del EG con un factor de potencia distinto de uno y el uso de limitadores de inyecciones.

En caso que el EG incumpla los criterios relacionados con el impacto en la corriente que circula por la red de distribución eléctrica y/o con la regulación y fluctuación del voltaje, se deberá realizar un estudio de flujo de potencia que considere la modelación explícita del Alimentador de MT y BT afectados por el EG. Dicho estudio deberá considerar dos escenarios de operación del sistema:

- a. Escenario 1: Demanda máxima y sin GD conectados al SD; y
- b. Escenario 2: Demanda mínima y con todos los GD conectados y/o previstos de conectar, incluyendo el EG del Cliente Solicitante.

En el caso de conexiones en BT se considerará a como GD a los EG y en caso de conexiones en MT a los EG y PMGD.

En caso de no contar con registros de demanda mínima para el transformador de distribución o alimentador, la demanda mínima a considerar será equivalente al 30% de la potencia aparente nominal del transformador de distribución o alimentador al que se desea conectar el interesado.

Los GD que pertenecen al SD analizado deberán considerarse funcionando a plena capacidad, donde aquéllos que no pertenezcan al Alimentador intervenido podrán ser representados de manera concentrada en las barras de retiro de MT del alimentador evaluado.

Artículo 4-12 Estudio de flujo de potencia

El estudio de flujo de potencia tendrá como objetivo verificar que, tras la conexión del EG, se cumpla con las siguientes exigencias:

- a. Que las tensiones en los nodos del SD evaluado se encuentren dentro de los rangos permitidos por la normativa vigente;
- b. Que los niveles de carga de los elementos que componen el Alimentador de Distribución de MT y BT evaluados no superen su capacidad nominal; y

- c. Que los reguladores de voltaje unidireccionales del SD evaluado no presenten inversión de flujo en el Escenario 2.

Previo a la realización del estudio, la Empresa Distribuidora deberá verificar que los parámetros de la red de distribución se encuentren dentro de los rangos permitidos por la normativa vigente. En caso de verificarse incumplimiento, la Empresa Distribuidora deberá proceder a normalizar el incumplimiento y además informar el plazo estipulado de ejecución a la Superintendencia.

En caso que el estudio demuestre que no se cumpla la exigencia del literal a), en primera instancia se deberán proponer las Adecuaciones necesarias para dar cumplimiento a esta exigencia. Las Adecuaciones a considerar podrán ser las siguientes:

- i. Ajustar del factor de potencia del EG que permita restituir los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos; y/o
- ii. Ajustar los TAPS de los transformadores de distribución y el ajuste de las consignas de tensión de los reguladores de voltaje, que permitan restituir los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos.

En caso que el estudio demuestre que las Adecuaciones no logran cumplir con la exigencia del literal a), se deberán proponer las Obras Adicionales necesarias para dar cumplimiento a esta exigencia, considerando por ejemplo, refuerzos en alimentadores de BT o MT, reubicaciones de los reguladores de voltaje, incorporación de nuevos de reguladores de voltaje, instalación de un equipo de compensación reactiva adicional al EG, etc.

En caso que el estudio demuestre que no se cumpla con la exigencia del literal b), se deberá reemplazar los elementos que presenten sobrecargas, siempre y cuando el estudio demuestre que dichas sobrecargas son atribuibles al EG del Cliente Solicitante.

En caso que el estudio demuestre que no se cumpla con la exigencia del literal c), se deberán reemplazar el o los reguladores de voltaje afectados, por reguladores de voltaje bidireccionales, siempre y cuando el estudio demuestre que la devolución del flujo es atribuida al EG del Cliente Solicitante.

Artículo 4-13 Estudio de cortocircuito

En caso que el EG incumpla el criterio relacionado con el impacto en la corriente de cortocircuito, se deberán realizar los siguientes estudios:

- a. Estudio de verificación de capacidades de ruptura. Éste tendrá como objetivo verificar que, ante la conexión del EG del Cliente Solicitante, no sean sobrepasadas las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción que se encuentran conectados al

alimentador a intervenir, incluyendo a los equipos de interrupción de los Usuarios y Clientes conectados a dicho alimentador.

- b. Estudio de verificación de coordinación de protecciones. Éste tendrá dos objetivos:
 - i. Verificar que, ante la presencia de los EG, la coordinación entre curvas de sobrecorriente de elementos de protección adyacentes, verifique pasos de coordinación de al menos 100 ms. En caso que lo anterior no se cumpla, corresponderá reemplazar los equipos de protección por equipos cuyo tiempo de operación permita dar cumplimiento al paso de coordinación permitido. Se permitirán tiempos de coordinación inferiores, siempre y cuando no se afecte la selectividad en el despeje de fallas.
 - ii. Verificar que exista coordinación entre las protecciones hasta un nivel de adyacencia aguas arriba y aguas abajo del nodo de conexión del transformador asociado al alimentador al cual se pretende conectar el Cliente Solicitante, ante eventos de cortocircuito en diversas partes de la red.

En el caso de conexiones de EG en MT se deberán simular cortocircuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos a tierra y bifásicos aislados en diferentes puntos de la Red de Distribución, con el objetivo de verificar que los criterios de ajuste utilizados y las eventuales modificaciones a sistemas de protecciones existentes permitan mantener la selectividad, sensibilidad y rapidez ante fallas.

Capítulo 5. EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN DEL EG AL SD

TÍTULO 5-1 INSTALACIÓN DE LA CONEXIÓN Y DESBALANCE

Artículo 5-1 Generalidades

Los EG deberán ser conectados a la red en el punto de conexión definido en el Contrato de Conexión (CC). En cualquier caso, los EG no deben generar repercusiones en el SD que, en conformidad con la normativa vigente, afecten la Calidad de Servicio para otros Clientes.

La Inyección de Excedente Permitida del EG debe ser inferior a la capacidad del Empalme. Sin perjuicio de lo anterior, el Usuario podrá solicitar la ampliación de su empalme para hacer factible la instalación del EG de potencia mayor a la señalada.

Artículo 5-2 Conexión con dispositivo limitador de inyección

En caso que la capacidad instalada del EG sea superior a la Inyección de Excedentes Permitida, se deberá contar con el mecanismo de limitación de inyecciones que corresponda, para asegurar no sobrepasar las inyecciones de excedentes permitidas, en conformidad a lo determinado en el Capítulo 4.

La Superintendencia deberá especificar las condiciones técnicas que deberá tener el mecanismo limitador de inyecciones considerando sus características técnicas y ubicación de dicho equipo.

El equipo limitador de inyecciones debe ser ubicado en un tablero apropiado, el cual debe ser sellado por la Empresa Distribuidora.

Artículo 5-3 Desbalance

Si el Empalme del Usuario o Cliente Final es monofásico en BT, la Capacidad Instalada del EG debe ser menor a 10 kW.

Cuando la Capacidad Instalada de la totalidad de los EG conectados en un mismo Empalme sea mayor o igual a 10 kW, deberá ser conectado a la red como generador trifásico simétrico. Esta exigencia puede ser cumplida mediante una Conexión Comunicativa entre los EG monofásicos o bien mediante el uso de EG trifásicos.

Se deberá garantizar que el desbalance sea inferior o igual a 5 kVA por fase.

Si el empalme del Usuario o Cliente Final es trifásico y la Capacidad Instalada de la totalidad de los EG no supera los 10 kW, podrán conectarse a la red, como un generador monofásico, bifásico o trifásico conformado por EG monofásicos sin conexión comunicativa.

TÍTULO 5-2 SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL

Artículo 5-4 Generalidades

Los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de los EG serán de propiedad y responsabilidad de la Empresa Distribuidora y deberán ser implementados por ésta, en conformidad con lo establecido en el artículo 139 bis de la LGSE, en el artículo primero transitorio de la Ley 21076 y la demás normativa vigente en particular deberán dar cumplimiento a las exigencias señaladas en el Título 6-3 de la NTD. Asimismo, deberán contar con un equipo de medida con registro bidireccional que permita diferenciar claramente las inyecciones y consumos de energía en forma independiente.

El medidor bidireccional deberá contar con su respectivo certificado de comercialización y el certificado de verificación primaria (exactitud de medida) en ambos sentidos, emitido por un organismo de certificación, con el propósito de garantizar el correcto registro del consumo e inyección para la correspondiente facturación por parte de la empresa Distribuidora.

TÍTULO 5-3 INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO

Artículo 5-5 Generalidades

La conexión de un EG al SD deberá considerar un Interruptor de Acoplamiento. Éste es comandado por la Protección de Redes e Instalación (Protección RI) y se disparará automáticamente cuando opere al menos una función de protección.

El Interruptor de Acoplamiento conecta el EG con el resto de las instalaciones del Cliente o Usuario Final, operando de acuerdo a la configuración de la protección descrita en el TÍTULO 5-4. El Interruptor de Acoplamiento se puede instalar de manera centralizada o integrada, de acuerdo al Artículo 5-6 y Artículo 5-7, respectivamente.

El tiempo máximo de desconexión desde ocurrida una falla no debe superar los 200 ms. El tiempo de desconexión del interruptor debe indicarse en los documentos del fabricante.

El Interruptor de Acoplamiento debe ser diseñado para soportar la corriente de cortocircuito permitida y para operar sin retardo frente a la orden de apertura de las funciones de protección consideradas en el Artículo 5-9. La capacidad de apertura de ambos interruptores que forman el Interruptor de Acoplamiento deberá ser dimensionada en concordancia con la máxima contribución

de corriente de corto circuito proveniente del SD o del EG. En este último caso, se deberá garantizar la desconexión de todos los polos.

Artículo 5-6 Interruptor de acoplamiento centralizado

El Interruptor de Acoplamiento centralizado debe ejecutarse como dos elementos de interrupción galvánicas en serie (ej: relés, interruptor protector de motor, interruptor de corriente mecánico) y debe cumplir el criterio N-1.

Artículo 5-7 Interruptor de acoplamiento integrado

El Interruptor de Acoplamiento integrado debe ubicarse en el lado de la red de cada EG (ej: lado alterno de un inversor). La instalación del Interruptor de Acoplamiento integrado debe considerar la tolerancia ante falla interna. Así, en el caso de EG con inversores, un cortocircuito en el inversor no debe afectar el funcionamiento del Interruptor de Acoplamiento.

En caso de inversores con interruptor de acoplamiento integrado, deberán contar con una protección anti-isla en conformidad a la norma IEC 62116, y con una protección galvánica o equivalente en conformidad a la norma IEC 62109-1 y 2.

TÍTULO 5-4 PROTECCIÓN RI

Artículo 5-8 Generalidades

La Protección RI actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento para la desconexión del EG de la red cuando se presentan valores inadmisibles de las tensiones o la frecuencia. Con ello se pretende evitar que el EG realice inyecciones no deseadas en una parte de la red que puede estar separada del SD. Los sistemas con inversores deberán contar con una Protección RI en conformidad a la norma IEC 62116. Sin perjuicio de lo anterior, todas las funciones de protección deben cumplir con lo indicado en el presente capítulo.

Las especificaciones del presente título no se refieren a la seguridad del Usuario como la protección contra cortocircuitos, contra sobrecargas, contra golpes eléctricos, etc. Las protecciones para evitar peligro a las personas o daño de otras instalaciones son responsabilidad del Usuario o Cliente Final y deben respetar la normativa vigente. En este sentido, el requerimiento de funciones de protección de la presente norma técnica corresponde a exigencias mínimas las que deben ser complementadas por el Usuario o Cliente Final, en atención a lo señalado anteriormente. En todo caso, las protecciones de la seguridad del Usuario no pueden menoscabar las exigencias planteadas en esta NT.

Artículo 5-9 Funciones de protección

La Protección RI debe realizar las siguientes funciones de protección:

- a. Subtensión (Nema 27)
- b. Sobretensión (Nema 59)
- c. Subfrecuencia (Nema 81U)
- d. Sobrefrecuencia (Nema 81O)
- e. Anti-isla eléctrica

La siguiente información debe poder ser leída en la Protección RI: los valores de ajuste de las funciones de protección, y la fecha y mensaje de las últimas cinco fallas (basta con una estampa de tiempo relativo, es decir que no se requiere un reloj en tiempo real). Cortes del suministro inferiores a tres segundos no deben llevar a la pérdida del registro de fallas. En la Protección RI centralizada debe ser posible leer la información independientemente de las condiciones de operación del EG, y sin necesidad de medios auxiliares. En la Protección RI integrada se permite que la información sea obtenida a través de una interfaz de comunicación.

Artículo 5-10 Ajustes de las funciones de protección para conexiones en BT

A excepción del ajuste de la función de protección contra sobretensiones $V>$, todos los ajustes de funciones de la Protección RI deben ser inalterables (es decir no modificables). En el caso de un EG de Capacidad Instalada inferior o igual a 100kVA que utilice solamente Protección RI integrada, no está permitido cambiar el ajuste $1,1 V_n$ de la protección de sobretensión $V>$.

Las funciones de protección de la Protección RI deben estar dispuestas de tal manera, que el tiempo de desconexión (suma de los tiempos de desconexión de la Protección RI, del interruptor acoplador, y del eventual tiempo ajustable de demora para el relé de protección) no supere los 200 ms.

En la Protección RI se deberán ajustar los parámetros de las funciones de protección, de acuerdo a los valores expresados en la Tabla 2.

Tabla 2 – Valores de ajuste para la Protección RI

Función de protección	Ajuste del relé*	
Protección contra caídas de tensión $V<$	$0,80 V_n$	< 100 ms
Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) $V>$	$1,10 V_n^{**}$	< 100 ms
Protección contra sobretensiones breves $V>>$	$1,15 V_n$	< 100 ms
Protección contra caída de la frecuencia $f<$	47,50 Hz	< 100 ms
Protección contra subidas de la frecuencia $f>$	51,50 Hz	< 100 ms

* La indicación de tiempo “< 100 ms” para el ajuste de los relés de protección se basa en el supuesto de que el tiempo total de la Protección RI y el interruptor de acoplamiento no exceda 200 ms de tiempo total de desconexión. Si el tiempo de operación de los componentes es inferior a 100 ms (ej: 50 ms) podría disponerse más tiempo para que la protección mida y analice la situación (ej: hasta 150 ms). Sin embargo, en este caso 100 ms debe visualizarse como valor de ajuste en la Protección RI. En ningún caso se debe superar el tiempo total de desconexión de 200 ms.

** Se debe asegurar que $V >$ no supere $1,1 V_n$ en el punto de conexión a la red. Si para controlar esta tensión se emplea una Protección RI centralizada, está permitido que la potencial protección contra sobretensiones $V >$ descentralizada sea ajustada hasta $1,15 V_n$. El Instalador debería analizar en este caso, posibles repercusiones sobre las instalaciones del Cliente o Usuario Final. Cuando la caída de tensión en la instalación no es despreciable (acometida larga), se recomienda la combinación de una Protección RI centralizada ($V >$: $1,1 V_n$) y Protección RI integrada ($V >$: $1,1$ a $1,15 V_n$).

La tolerancia aceptable entre ajuste y valor real de operación para las tensiones y frecuencia no puede superar 1% y 0,1%, respectivamente.

Los dispositivos de protección de tensión deberían utilizar el valor de media onda RMS. Para este fin, será suficiente utilizar la componente fundamental de 50 Hz.

Solo la protección de sobretensión $V >$ debe ser diseñada como protección de media móvil de 10 minutos. Para esto, el recálculo de la media móvil cada 3 segundos es suficiente. Este valor es el que debe compararse con los límites establecidos en la Tabla 2.

En un EG con una Capacidad Instalada igual o menor a 100 kVA se medirá la tensión de cada conductor respecto al neutro.

En un EG con Capacidad Instalada mayor a 100 kVA, las funciones de protección de tensión deben ser trifásicas. Para ello, las tres tensiones fase-neutro deben ser medidas. Las tres tensiones entre fases pueden ser determinadas aritméticamente a partir de las tres tensiones fase-neutro, o bien, medidas de forma separada. Como sea, se requieren las tensiones de línea y fase neutro para las tres fases.

Los valores de protección de voltaje deben seguir la regla lógica de disyunción (“o”), es decir:

- En la protección de sobretensión, el sobrepaso del valor umbral en al menos una medida de tensión conduce a la operación del relé, o
- En la protección de caída de tensión, una caída bajo el valor umbral en al menos una medida de tensión conduce a la operación del relé.

Las protecciones de frecuencia pueden medir en una sola fase, pero deben ser ejecutadas trifásicamente.

Artículo 5-11 Ajustes de las funciones de protección para conexiones en MT

En el caso de EG que se conecten en MT los ajustes deberán encontrarse entre los siguientes rangos:

Tabla 3: Tiempo de despeje según rango de tensión

Rango de Tensión	Tiempo de despeje [seg]
$V < 0,5 V_n$	0,16
$0,5 V_n \leq V \leq 0,9 V_n$	2,00
$1,1 V_n < V < 1,2 V_n$	1,00
$1,2 V_n < V$	0,16

Tabla 4: Tiempo de despeje según rango de frecuencia

Rango de Frecuencia [Hz]	Tiempo de despeje [seg]
$f < 47,5$	0,10
$47,5 \leq f \leq 49,0$	90,0
$51,0 \leq f \leq 51,5$	90,0
$51,5 < f$	0,10

La medición de tensión deberá implementarse trifásicamente y deberá ser medida entre fases, mientras que las protecciones de frecuencia podrán ser implementadas monofásicamente, pero su disparo deberá comandar la apertura trifásica del interruptor.

Artículo 5-12 Lugar de instalación de la Protección RI

Para EG con capacidad instalada mayor o igual a 100 kW y menor o igual a 300 kW conectados en MT, la protección RI deberá medir en MT, a excepción de los clientes conectados en MT con punto de medición en BT, y en los casos que el equipo compacto de medida no permita medir en MT, en atención al burden de dicho equipo. Para EG con capacidad instalada inferior a 100 kW, la protección RI podrá medir en MT o BT.

En los casos en que la protección RI no mida en MT, se deberá verificar que la caída de tensión desde el punto de transformación hasta el punto de medición de la RI sea menor a un 3%.

Artículo 5-13 Protección RI Centralizada o Integrada

Todo EG debe contar con una Protección RI la que podrá ser centralizada o integrada. Si la capacidad instalada de los EGs es superior a 100 kVA la protección RI deberá ser centralizada. Asimismo, en el caso de EG sin inversores la protección RI deberá ser del tipo centralizada.

La protección RI centralizada debe ser instalada en un gabinete especial lo más cercano posible al equipo de medida.

Dependiendo de la suma de las potencias aparente máxima de un EG en un punto de conexión a la red, son aplicables las siguientes exigencias para la Protección RI:

- Si Capacidad Instalada de EG > 100 kVA
 - Protección RI centralizada en central de medidores.

- Si Capacidad Instalada del EG \leq 100 kVA
 - Protección RI centralizada en el panel central de medidor o descentralizada en subgrupos
 - Protección RI integrada a los EG.

La pérdida de la tensión auxiliar de la Protección RI centralizada o del control de la Protección RI integrada debe llevar a la apertura inmediata del Interruptor de Acoplamiento. El disparo de la Protección RI integrada no puede ser retardado indebidamente (ej: por otras funciones del control) de manera de respetar los tiempos de desconexión requeridos. Las funciones de protección deben permanecer operativas aún en el caso de una falla del control del EG.

La Protección RI centralizada, como elemento de operación independiente, debe ser ubicada en un tablero apropiado, el cual debe ser exclusivo para esta protección de tal forma que pueda ser sellado por la Empresa Distribuidora. Para la Protección RI centralizada, es necesario incorporar un botón de prueba que permita verificar el correcto funcionamiento del circuito entre la Protección RI y el Interruptor de Acoplamiento. Para este fin, al presionar el botón de prueba debe ser posible visualizar la activación del Interruptor de Acoplamiento.

La Protección RI integrada puede estar incorporada en el control programable de los EG (ej: en el control del inversor). En tal caso se puede prescindir del botón de prueba y del sello. Sin embargo, si la función V> es modificable se requerirá de una contraseña.

Artículo 5-14 Reconocimiento de islas

En caso de presentarse una operación en isla debido a una falla en la red o una desconexión programada, el EG quedará impedido de realizar inyecciones de excedentes de energía al SD. Para ello deberá detectar esta situación y desconectarse de la red en un tiempo máximo de 2 segundos.

El reconocimiento de islas se realiza en la Protección RI centralizada o en la Protección RI integrada. Si el reconocimiento de islas ocurre en cada EG y opera sobre el Interruptor de Acoplamiento integrado, entonces es posible prescindir del reconocimiento de islas en la Protección RI centralizada.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo a la normativa vigente, el EG podrá abastecer al propio consumo mientras permanezca aislado del SD. Las exigencias técnicas para esta operación se definen en la normativa vigente que aplique para esos fines.

Artículo 5-15 Operación en Isla autorizada

Los EG podrán operar en isla en la red de distribución, siempre que cuenten con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

Asimismo, la Empresa Distribuidora podrá convenir con el propietario u operador del EG una operación en isla del EG, bajo condiciones de interrupciones de suministro programados por la empresa correspondiente. Para ello, el propietario u operador del EG y la empresa respectiva deberán suscribir un acuerdo de operación en el que se aseguren condiciones apropiadas de calidad de suministro a Usuarios y la suficiente seguridad de operación al EG.

TÍTULO 5-5 OPERACIÓN DEL EG

Artículo 5-16 Exigencias para la conexión y sincronización

La reconexión de un EG al SD sólo puede ocurrir si el EG establece que la tensión y la frecuencia de la red están dentro del rango de tolerancia $0,85 V_n$ hasta $1,1 V_n$, y $47,5 \text{ Hz}$ hasta $50,2 \text{ Hz}$, respectivamente, durante al menos 60 segundos.

Cuando opera el Interruptor de Acoplamiento debido a una interrupción breve, se permite la reconexión del EG si la tensión y la frecuencia de la red han permanecido por 5 segundos dentro del rango de tolerancia definido anteriormente. Se entenderá por interrupciones breves cuando la frecuencia o la tensión sobrepasan los valores límites especificados en la Protección RI por un máximo de 3 segundos.

Cuando un EG se reconecte al SD una vez liberada la desconexión por efecto de la Protección RI, la potencia generada por los EG regulables no debe superar el gradiente de 10% de su Capacidad Instalada por minuto. Consecuentemente, tras 10 minutos de operación es posible generar el total de la capacidad instalada.

Los EG no regulables pueden reconectarse luego de 1 a 10 minutos, tiempo que será definido en coordinación con la Empresa Distribuidora. Lo anterior podrá no ser aplicable en el caso de operación manual en el sitio.

En el caso de una desconexión manual del EG por la Empresa Distribuidora, el Usuario o Cliente Final de la instalación debe coordinar la reconexión con la misma.

Artículo 5-17 Conexión de generadores sincrónicos

En el caso de generadores sincrónicos directamente conectados al SD, se deberá disponer un equipo de sincronización. Si el EG posee la posibilidad de operar en isla, deberá agregarse un equipamiento adicional de sincronización que actúe sobre el Interruptor de Acoplamiento. Los valores de ajuste para efectos de sincronización deben respetar las siguientes tolerancias máximas:

- $\Delta\phi = \pm 10^\circ$
- $\Delta f = \pm 500 \text{ mHz}$
- $\Delta V = \pm 10\% V_n$

Artículo 5-18 Potencia reactiva

Los EG deberán operar con factores de potencia igual a 1. En casos justificados, podrán operar con factores de potencia entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo, siempre que el Cliente o Usuario final

manifieste su conformidad. La operación distinta a 1 y en el rango anteriormente establecido podrá realizarse por propósitos de corrección del factor de potencia de los consumos del Cliente o Usuario en conformidad al Artículo 5-16 y para evitar la realización de obras adicionales en conformidad al Artículo 4-10.

Artículo 5-19 Exigencia de Factor de Potencia para Clientes

Para los Clientes que dispongan de EG, la exigencia respecto del Factor de Potencia aplicará solo para sus consumos, aislando el efecto de la generación, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3-10 y el Artículo 3-11 de la NTD.

En el caso que no se dispongan las mediciones de los consumos de potencia activa y reactiva, aislando el efecto de la generación, la distribuidora en acuerdo con el cliente deberá implementar las soluciones de medición que permitan determinar el Factor de Potencia medio mensual de los consumos. En caso de no poder efectuar las soluciones de medición, se deberá estimar el Factor de Potencia medio mensual en base a las disposiciones que para el efecto dicte la Superintendencia a través del Documento Técnico “Consideraciones para la estimación del factor de potencia medio mensual”.

Si la Distribuidora detecta un incumplimiento a los límites establecidos para el factor de potencia en el punto “5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual” del Decreto de Precio de Nudo vigente a la fecha de facturación, la distribuidora deberá comunicar al Usuario o Cliente el incumplimiento, adjuntando el detalle de las mediciones y la memoria de cálculo que justifiquen la aplicación del cargo en el mes respectivo. Asimismo, deberá señalar explícitamente el factor de potencia mensual, el peor factor de potencia medido cada 15 minutos y el peor factor de potencia medido cada 1 hora.

La Empresa Distribuidora deberá indicar al cliente distintas alternativas para corregir el factor de potencia de los consumos, entre las cuales al menos se deberá encontrar: equipos de compensación y ajuste del factor de potencia del EG, siendo decisión del Usuario la alternativa que implementará.

En caso de que se siga verificando un incumplimiento, la Distribuidora deberá notificar de la situación a la Superintendencia, para que dentro de 10 días hábiles contados desde dicha notificación, inicie un proceso de investigación, el cual podrá, eventualmente, derivar en sanciones y/o desconexión de las instalaciones correspondiente.

TÍTULO 5-6 CALIDAD DE PRODUCTO DEL EG

Artículo 5-20 Generalidades

El EG del Cliente o Usuario Final debe ser diseñado, instalado y operado de tal manera, que las repercusiones sobre el SD y sobre las instalaciones de otros Clientes o Usuarios Finales sean siempre limitadas a lo admisible por la normativa técnica aplicable.

Si aun así aparecen repercusiones molestas sobre el SD, la Empresa de Distribución podrá recurrir a la Superintendencia, para que ésta verifique el hecho y ordene al Usuario o Cliente Final resolver el problema y, en caso fundado, ordenar la desconexión del infractor.

El Usuario o Cliente Final debe poner a disposición de la Distribuidora los valores de los documentos del fabricante de los equipos que sean relevantes para evaluar repercusiones sobre la red.

No está permitido que el EG se desconecte automáticamente de la red mientras la frecuencia esté en el rango 47,5 Hz a 51,5 Hz, a menos que su recurso primario se lo impida.

Artículo 5-21 Variaciones rápidas de la tensión y Parpadeo o *Flicker*

En cuanto a variaciones rápidas de la tensión y Parpadeo o *Flicker*, los EG deberán cumplir con el estándar internacional IEC 61000-3-3 o IEC 61000-4-15:2010, según corresponda aplicar. Para el caso de Parpadeo o *Flicker* se deberán verificar las exigencias del Título 3-2 de la NTD.

Artículo 5-22 Armónicas superiores e intermedias

En cuanto a niveles de armónicos los EG deberán cumplir con el estándar internacional IEC 61000-3-2 o IEC 61000-3-4 o IEC61000-3-12 según corresponda aplicar y las exigencias establecidas en el Título 3-2 de la NTD.

Las corrientes armónicas que, como resultado de una tensión de red deformada, fluyen hacia la instalación del Usuario o Cliente Final no se considerarán de cargo del EG.

Artículo 5-23 Precauciones contra caídas, maniobras o interrupciones de la tensión

Si el EG es sensible a breves caídas de la tensión o a interrupciones del servicio, el Cliente deberá tomar las precauciones del caso para proteger sus instalaciones y mantener una adecuada seguridad.

TÍTULO 5-7 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

Artículo 5-24 General

Las pruebas de Puesta en Servicio tienen como finalidad comprobar el correcto desempeño de la conexión del EG al SD. Estas pruebas se realizarán ya sea usando un método de carga externa, un método de inyección secundaria o bien energizando la instalación desde el SD.

Artículo 5-25 Prueba de Puesta en Servicio

Para la primera conexión a la red de un EG o de una modificación de un EG se procederá de la siguiente manera:

- a. Se verificará que los equipos de medición estén en conformidad a lo dispuesto en esta norma técnica y demás normativa aplicable.
- b. Se controlarán los valores de ajuste de la Protección RI. En particular, se debe controlar que el valor de ajuste de sobretensión $V>$ de la Protección RI más cercana a la conexión a la red corresponda a $1,1 V_n$. De no ser así, se debe proceder a ajustar la protección a este valor.
- c. Se ejecutará la Prueba de Desconexión, según lo especificado en el artículo siguiente.
- d. Se ejecutará la Prueba de Funcionamiento de la Protección RI centralizada.
- e. Se completará y firmará el Formulario de Protocolo de Conexión.
- f. Se sellará o protegerá con contraseña la Protección RI. La protección RI centralizada deberán ser selladas, mientras que la protección RI integrada deberán ser selladas, o bien, si el equipo lo permite, protegidas mediante una contraseña de seguridad. Esta contraseña no debe ser conocida por el Usuario o Cliente Final.

Artículo 5-26 Prueba de Desconexión

Como medida de comprobación del correcto funcionamiento del Interruptor de Acoplamiento y la Protección RI, los concurrentes a la primera conexión del EG deberán ejecutar la Prueba de Desconexión. La prueba consiste en verificar que, tras la sincronización de un EG y posterior apertura manual del interruptor general ubicado en el empalme, los terminales o conectores de éste último, que queden desacoplados del SD, se desenergicen antes de 2 segundos contados a partir de la operación manual del interruptor. En casos de consumos críticos, tales como hospitales, u otros, se podrá realizar esta prueba operando un interruptor distinto al ubicado en el empalme.

Artículo 5-27 Prueba de funcionamiento de la Protección RI Centralizada

En caso de existir una Protección RI centralizada es necesario que se lleve a cabo una prueba de funcionamiento para verificar la correcta operación del disparo de la Protección RI sobre el Interruptor de Acoplamiento. La Protección RI Centralizada dispone para ello de un botón de prueba, cuyo accionamiento hace funcionar el interruptor. Esta operación debe ser visible en el interruptor.

Artículo 5-28 Prueba de limitación de inyección

La prueba de limitación de inyecciones de potencia será aplicables a los EG que cuenten con un sistema limitador de inyección a la red. En la prueba se verificará el cumplimiento de los tiempos máximos de actuación del sistema, de acuerdo a los tiempos definidos por la Superintendencia, en atención a la potencia del EG.

BORRADOR

Capítulo 6. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 6-1 Plazos de implementación de las Plataformas de Información Pública

Las empresas distribuidoras tendrán un plazo de seis meses a partir de la fecha de aprobación y publicación de la presente Norma para implementar la plataforma de información a la que se hace referencia en el Artículo 3-2, publicando la información que tengan disponible al momento de la implementación. A partir de la implementación, las empresas deberán ir publicando la información que vayan actualizando a partir de solicitudes de conexión. Al término de un año desde la publicación de la Norma, las Empresas Distribuidoras deberán publicar la totalidad de la información requerida.

Durante el tiempo en que no se encuentre implementada dicha plataforma y publicada la totalidad de la información requerida, los Clientes o Usuarios interesados en conectarse al SD, podrán realizar una Solicitud de Información a la Empresa Distribuidora en referencia al transformador o Alimentador que corresponda, para el diseño adecuado e instalación del EG. Para tal efecto, el Usuario o Cliente deberá utilizar los Formularios que dicte la Superintendencia al efecto. La respuesta a dicha solicitud contendrá al menos la información requerida para completar la Solicitud de Conexión.

Artículo 6-2 Plazos de implementación Plataforma de Conexión de Proyectos

La Plataforma y todas sus funcionalidades, a las cuales se hace referencia en el Artículo 3-2, deberán encontrarse habilitadas en un plazo inferior a 4 meses contados desde la fecha de publicación de la presente norma. Durante el tiempo en que no se encuentren habilitadas la Plataforma o todas aquellas funciones requeridas, la Superintendencia deberá señalar en su sitio web los medios mediante los cuales se desarrollará el proceso de conexión.