



**NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y
OPERACIÓN DE PMGD EN INSTALACIONES
DE MEDIA TENSIÓN**

Febrero 2026

Santiago de Chile

ÍNDICE

| | | |
|-------------------|---|-----------|
| Capítulo 1 | TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES | 9 |
| Título 1-1 | Objetivos y Alcances | 10 |
| Artículo 1-1. | Objetivo | 10 |
| Artículo 1-2. | Alcance | 11 |
| Artículo 1-3. | Otras tecnologías..... | 11 |
| Artículo 1-4. | Aplicación de otros estándares | 11 |
| Artículo 1-5. | Calidad de usuario del Sistema de Distribución | 12 |
| Artículo 1-6. | Plazos considerados en la presente NT | 12 |
| Artículo 1-7. | Procedimientos de Conexión y Entrada en Operación | 12 |
| Artículo 1-8. | Formularios, estudios y procedimientos técnicos | 13 |
| Artículo 1-9. | Costos asociados a la elaboración y revisión de estudios | 13 |
| Artículo 1-10. | Valorización Actividades para la Conexión | 13 |
| Artículo 1-11. | Bloques horarios de inyección para PMGD con componente de almacenamiento..... | 14 |
| Título 1-2 | Abreviaturas y Definiciones | 14 |
| Artículo 1-12. | Abreviaturas | 14 |
| Artículo 1-13. | Definiciones..... | 15 |
| Capítulo 2 | INFORMACIÓN PÚBLICA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN | 21 |
| Título 2-1 | Publicación de la información técnica de las redes y sistemas de generación | 22 |
| Artículo 2-1. | Generalidades..... | 22 |
| Artículo 2-2. | Entrega y completitud de la información | 22 |
| Artículo 2-3. | Alcance de la Información Técnica de las redes de distribución | 22 |
| Artículo 2-4. | Estándares Constructivos | 25 |
| Artículo 2-5. | Información Técnica de los Sistemas de Generación..... | 25 |
| Artículo 2-6. | Información de Alimentadores de propiedad de otra empresa | 27 |
| Artículo 2-7. | Procedimiento de actualización y periodicidad de la Información | 28 |
| Artículo 2-8. | Monitoreo, control y gestión de la Información Técnica | 28 |
| Artículo 2-9. | Información de las instalaciones de transmisión zonal | 28 |
| Título 2-2 | Procedimiento para las solicitudes de Información pública de las redes y de los Medios de Generación | 30 |
| Artículo 2-10. | Solicitud de Información Pública | 30 |

| | | |
|-------------------|--|-----------|
| Artículo 2-11. | Respuesta a la Solicitud de Información | 30 |
| Capítulo 3 | PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN | 32 |
| Título 3-1 | Disposiciones Generales para el Procedimiento de Conexión | 33 |
| Artículo 3-1. | Generalidades..... | 33 |
| Artículo 3-2. | Plataforma para el Procedimiento de Conexión..... | 33 |
| Título 3-2 | Evaluación de las solicitudes de conexión a la red | 34 |
| Artículo 3-3. | Presentación de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR) | 34 |
| Artículo 3-4. | Cronograma de ejecución del proyecto | 36 |
| Artículo 3-5. | Orden para resolver las SCR | 36 |
| Artículo 3-6. | Declaración de Admisibilidad | 37 |
| Artículo 3-7. | Respuesta a las Solicitudes de Conexión a la Red | 38 |
| Artículo 3-8. | Cambios no significativos a una SCR vigente..... | 39 |
| Artículo 3-9. | Calificación del Proceso Expeditivo | 40 |
| Artículo 3-10. | Proceso de Conexión Expeditivo y Estudio de Protecciones | 40 |
| Artículo 3-11. | Realización de los Estudios Técnicos | 41 |
| Artículo 3-12. | Informe de Costos de Conexión y emisión del ICC..... | 42 |
| Artículo 3-13. | Requisitos para la acreditación de avance del proyecto | 43 |
| Artículo 3-14. | Notificación de Conexión | 44 |
| Artículo 3-15. | Puesta en Servicio | 45 |
| Título 3-3 | Determinación del Proceso de Conexión Expeditivo | 46 |
| Artículo 3-16. | Generalidades..... | 46 |
| Artículo 3-17. | Capacidad Inyección para la Conexión Expeditiva..... | 46 |
| Artículo 3-18. | Impacto sobre la corriente que circula por el SD | 47 |
| Artículo 3-19. | Impacto sobre la regulación de voltaje | 49 |
| Artículo 3-20. | Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva | 50 |
| Artículo 3-21. | Impacto sobre la fluctuación de voltaje | 51 |
| Artículo 3-22. | Evaluación del impacto en el nivel de cortocircuito..... | 51 |
| Artículo 3-23. | Evaluación de la coordinación de las protecciones | 52 |
| Título 3-4 | Estudio de Conexión | 54 |
| Artículo 3-24. | Generalidades..... | 54 |
| Artículo 3-25. | Alimentadores de Alto Impacto | 54 |
| Artículo 3-26. | Factor de Diseño de las Pérdidas Eléctricas | 55 |

| | | |
|-------------------|---|-----------|
| Artículo 3-27. | Escenarios de Demanda y Operación..... | 56 |
| Artículo 3-28. | Modelamiento y Ajuste de Variables Eléctricas | 59 |
| Artículo 3-29. | PMGD con Componente de Almacenamiento | 60 |
| Artículo 3-30. | Niveles de carga del Alimentador..... | 61 |
| Artículo 3-31. | Estudios de Flujos de Potencia en Sistema de Distribución | 61 |
| Artículo 3-32. | Estudio de Cortocircuitos | 62 |
| Artículo 3-33. | Estudio de Coordinación de Protecciones..... | 63 |
| Artículo 3-34. | Análisis de Flujos de Potencia en Transmisión Zonal | 64 |
| Artículo 3-35. | Advertencia de posible congestión en Transmisión Zonal | 68 |
| Título 3-5 | Empresas de distribución conectadas a los servicios auxiliares | 68 |
| Artículo 3-36. | Limitación de inyecciones del PMGD | 68 |
| Título 3-6 | Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión | 69 |
| Artículo 3-37. | Generalidades..... | 69 |
| Artículo 3-38. | Informe de Criterios de Conexión | 69 |
| Artículo 3-39. | Contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes | 70 |
| Artículo 3-40. | Convenio de operación..... | 71 |
| Artículo 3-41. | Plazos máximos y cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes | 72 |
| Artículo 3-42. | Actualización del ICC e Informe de Costos de Conexión | 73 |
| Título 3-7 | Determinación de los Costos de Conexión | 74 |
| Artículo 3-43. | Generalidades..... | 74 |
| Artículo 3-44. | Determinación de los Costos de Conexión..... | 76 |
| Artículo 3-45. | Inyección estimada del PMGD..... | 78 |
| Artículo 3-46. | Demanda del Alimentador | 78 |
| Título 3-8 | Congestión en transmisión zonal | 79 |
| Artículo 3-47. | Estudio semestral de Congestión en Transmisión Zonal | 79 |
| Artículo 3-48. | Criterios para la realización del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal..... | 80 |
| Artículo 3-49. | Levantamiento de restricción de inyección..... | 80 |
| Artículo 3-50. | Notificación de constatación de las condiciones operativas | 81 |
| Título 3-9 | Interconexión, energización y entrada en operación | 81 |
| Artículo 3-51. | Comunicación de interconexión a la Superintendencia | 81 |

| | | |
|-------------------|---|-----------|
| Artículo 3-52. | Comunicación de interconexión al Coordinador | 82 |
| Artículo 3-53. | Requisitos para iniciar la PES..... | 83 |
| Artículo 3-54. | PES por etapas..... | 83 |
| Capítulo 4 | FACTOR DE REFERENCIACIÓN | 85 |
| Título 4-1 | Generalidades | 86 |
| Artículo 4-1. | Objetivo | 86 |
| Artículo 4-2. | Responsabilidad del cálculo del FR..... | 86 |
| Artículo 4-3. | Consideraciones para el cálculo | 86 |
| Artículo 4-4. | Distribución de la demanda para el cálculo de los FR | 87 |
| Artículo 4-5. | Observaciones del FR | 88 |
| Título 4-2 | Metodología de cálculo del FR | 88 |
| Artículo 4-6. | Cálculo del FR | 88 |
| Artículo 4-7. | Ventanas sin registros..... | 90 |
| Artículo 4-8. | Aplicación de FR | 90 |
| Artículo 4-9. | Opciones de actualización de los FR..... | 91 |
| Artículo 4-10. | Consideraciones ante registros insuficientes | 91 |
| Capítulo 5 | Controversias | 92 |
| Título 5-1 | Generalidades | 93 |
| Artículo 5-1. | Alcance | 93 |
| Título 5-2 | Procedimiento de Controversias..... | 93 |
| Artículo 5-2. | Presentación de Controversias | 93 |
| Artículo 5-3. | Medidas provisionales..... | 94 |
| Artículo 5-4. | Admisibilidad de las Controversias..... | 94 |
| Artículo 5-5. | Controversias respecto del ICC y Estudios de Costos de Conexión | 95 |
| Artículo 5-6. | Plazo de presentación de antecedentes adicionales y observaciones | 95 |
| Artículo 5-7. | Plazos para resolución e impugnación | 96 |
| Artículo 5-8. | Solicitudes de mantención de vigencia de ICC | 96 |
| Capítulo 6 | AUDITORÍAS..... | 97 |
| Artículo 6-1. | Objetivo y ámbito de aplicación | 98 |
| Artículo 6-2. | Principios y metodología de la Auditoría..... | 98 |
| Artículo 6-3. | De los Auditores Técnicos | 98 |
| Artículo 6-4. | Proceso de Auditoría | 98 |

| | | |
|-------------------|--|------------|
| Artículo 6-5. | Monitoreo del Proceso Auditado | 100 |
| Capítulo 7 | EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN | 101 |
| Título 7-1 | Exigencias Generales | 102 |
| Artículo 7-1. | Generalidades..... | 102 |
| Artículo 7-2. | Exigencias en el Punto de Conexión | 102 |
| Artículo 7-3. | Mantenimiento de instalaciones | 102 |
| Artículo 7-4. | Certificación o Autorización de Productos | 102 |
| Artículo 7-5. | Conexión de transformadores elevadores | 102 |
| Título 7-2 | Interruptor de acoplamiento e instalación de conexión..... | 103 |
| Artículo 7-6. | Respaldo | 103 |
| Artículo 7-7. | Interruptor de acoplamiento..... | 103 |
| Artículo 7-8. | Equipos de Control y Monitoreo para PMGD..... | 104 |
| Artículo 7-9. | Equipamiento | 104 |
| Artículo 7-10. | Puesta a tierra | 105 |
| Artículo 7-11. | Coordinación con equipos del SD..... | 105 |
| Artículo 7-12. | Regulación de tensión del transformador elevador | 105 |
| Título 7-3 | Dispositivo de Sincronización | 106 |
| Artículo 7-13. | Exigencias | 106 |
| Título 7-4 | Instalaciones de control y medida | 106 |
| Artículo 7-14. | Ubicación..... | 106 |
| Artículo 7-15. | Incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas | 106 |
| Artículo 7-16. | Incorporación de PMGD con Baja Potencia Instalada..... | 107 |
| Artículo 7-17. | Protección RI | 110 |
| Artículo 7-18. | Funciones de protección | 111 |
| Artículo 7-19. | Disparo transferido..... | 111 |
| Artículo 7-20. | Limitación de potencia a inyectar y restricción de carga desde la red..... | 112 |
| Artículo 7-21. | Sistemas de comunicación operativa | 113 |
| Título 7-5 | Calidad de servicio del PMGD..... | 113 |
| Artículo 7-22. | Cumplimiento de la normativa técnica | 113 |
| Artículo 7-23. | Inyección de corriente continua..... | 113 |
| Artículo 7-24. | Parpadeo | 113 |

| | |
|---|------------|
| Artículo 7-25. Distorsión armónica | 113 |
| Título 7-6 Operación en Isla..... | 114 |
| Artículo 7-26. Operación en Isla..... | 114 |
| Capítulo 8 EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN | 115 |
| Título 8-1 Generalidades | 116 |
| Artículo 8-1. Verificación de exigencias..... | 116 |
| Artículo 8-2. Comunicación y Autorización de Interconexión | 116 |
| Título 8-2 Pruebas de diseño y de la instalación de conexión | 116 |
| Artículo 8-3. Pruebas de equipamiento de conexión..... | 116 |
| Artículo 8-4. Interferencia electromagnética | 117 |
| Artículo 8-5. Formación de isla eléctrica..... | 117 |
| Artículo 8-6. Inversores | 117 |
| Artículo 8-7. Sincronización..... | 117 |
| Artículo 8-8. Aislamiento..... | 118 |
| Título 8-3 Pruebas de puesta en servicio | 118 |
| Artículo 8-9. Generalidades..... | 118 |
| Artículo 8-10. Protocolo de puesta en servicio | 119 |
| Artículo 8-11. Pruebas de respuesta a tensión y frecuencia anormales..... | 120 |
| Artículo 8-12. Pruebas de respuesta a sobrecorriente | 120 |
| Artículo 8-13. Pruebas de aislamiento | 120 |
| Artículo 8-14. Prueba de formación fortuita de isla..... | 120 |
| Artículo 8-15. Prueba de limitación de inyecciones y restricción de carga desde la red | 120 |
| Artículo 8-16. Pruebas de Inyección de energía..... | 121 |
| Artículo 8-17. Pruebas del equipamiento de respaldo del sistema de medida | 121 |
| Artículo 8-18. Inspección de las instalaciones | 121 |
| Artículo 8-19. Pruebas de puesta a tierra | 121 |
| Artículo 8-20. Instalaciones de medida y facturación..... | 121 |
| Artículo 8-21. Reconexión automática..... | 121 |
| Artículo 8-22. Pruebas de no formación de isla | 121 |
| Artículo 8-23. Pruebas de verificación de parámetros de protecciones e inyección de PMGD | 122 |
| Artículo 8-24. Pruebas de equipos de control y monitoreo para PMGD | 122 |

| | | |
|-------------------|---|------------|
| Artículo 8-25. | Pruebas de puesta en servicio..... | 123 |
| Artículo 8-26. | Entrada en Operación..... | 124 |
| Capítulo 9 | Exigencias para la operación y coordinación de PMGD | 125 |
| Título 9-1 | Comportamiento en estado normal en la red de media tensión | 126 |
| Artículo 9-1. | Regulación y Elevación de Tensión | 126 |
| Artículo 9-2. | Sincronización al SD..... | 126 |
| Artículo 9-3. | Energización por parte del PMGD | 126 |
| Artículo 9-4. | Compensación de potencia reactiva | 126 |
| Artículo 9-5. | Interferencia electromagnética | 127 |
| Artículo 9-6. | Ondas de tensión y corriente | 127 |
| Artículo 9-7. | Desconexión por pérdida de señal del monitoreo y control PMGD..... | 127 |
| Artículo 9-8. | Desconexión por modificación a las condiciones establecidas en el ICC | 127 |
| Título 9-2 | Comportamiento en estado de falla | 128 |
| Artículo 9-9. | Desconexión | 128 |
| Artículo 9-10. | Desconexión por tensión..... | 128 |
| Artículo 9-11. | Desconexión por frecuencia..... | 129 |
| Artículo 9-12. | Pérdida de sincronismo | 129 |
| Artículo 9-13. | Reconexión al Sistema de Distribución | 129 |
| Artículo 9-14. | Bitácora de Operaciones | 130 |
| Título 9-3 | Pruebas periódicas de la instalación de conexión..... | 130 |
| Artículo 9-15. | Pruebas periódicas | 130 |
| Artículo 9-16. | Verificación parámetros de protecciones..... | 131 |
| Artículo 9-17. | Desconexión de Instalaciones | 132 |
| Título 9-4 | Del monitoreo del PMGD | 132 |
| Artículo 9-18. | Monitoreo de PMGD | 132 |
| Artículo 9-19. | Comunicación con la Empresa Distribuidora..... | 133 |
| Título 9-5 | De la operación y control del PMGD | 133 |
| Artículo 9-20. | Régimen de operación de Autodespacho | 133 |
| Artículo 9-21. | Operación y Control de PMGD | 133 |
| Artículo 9-22. | Intervención en las Instalaciones del PMGD | 133 |
| Artículo 9-23. | Registro de la desconexión..... | 133 |
| Título 9-6 | De la coordinación del PMGD..... | 134 |

| | | |
|--------------------|---|------------|
| Artículo 9-24. | Detección de la congestión en el Sistema de Transmisión | 134 |
| Artículo 9-25. | Determinación de la reducción de inyección | 134 |
| Artículo 9-26. | Ejecución de la reducción de inyección..... | 134 |
| Artículo 9-27. | Informe de operación mensual del PMGD | 135 |
| Capítulo 10 | DISPOSICIONES TRANSITORIAS | 136 |
| Artículo 10-1. | Generalidades..... | 137 |
| Artículo 10-2. | Valorización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes..... | 137 |
| Artículo 10-3. | Plazos de implementación de equipamiento para monitoreo y control de PMGD | 137 |
| Artículo 10-4. | Procedimiento de Auditorías..... | 138 |
| Artículo 10-5. | Actualización de los ajustes de Protecciones | 138 |
| Artículo 10-6. | Actualización de Protocolos de Operación existentes..... | 138 |

CAPÍTULO 1 TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES

Título 1-1 Objetivos y Alcances

Artículo 1-1. Objetivo

La presente norma técnica (en adelante, “NT”) establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (en adelante, “PMGD”), en redes de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público (ambas en adelante, “Empresas Distribuidoras”), pudiendo el PMGD conectarse directamente o a través de redes propiedad de terceros a las redes de Empresas Distribuidoras, en ejecución de lo dispuesto en el artículo 149° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, “LGSE” o la “Ley”), y de lo previsto en el Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprobó el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (en adelante, el “Reglamento”).

De acuerdo con lo establecido en el artículo 42° del Reglamento, la presente NT considera:

- a) Los requisitos mínimos para los elementos de protección y sincronización que serán exigibles al propietario u operador del PMGD para solicitar y ejecutar una conexión a instalaciones de la Empresa Distribuidora.
- b) Las exigencias de operación para los PMGD de manera que se cumplan las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.
- c) Los procedimientos específicos a los que deberán sujetarse los propietarios u operadores de los PMGD, las Empresas Distribuidoras y el Coordinador para autorizar la conexión de los medios de generación a su red y para autorizar las modificaciones a sus condiciones de operación.
- d) Los procedimientos específicos que deberán seguir los propietarios u operadores de un PMGD, la Empresa Distribuidora y el Coordinador para la puesta en servicio de dicho PMGD.
- e) Los protocolos de pruebas a los que se deberán someter los PMGD, a fin de verificar las condiciones de su conexión a la red.
- f) Los procedimientos y metodologías para establecer el impacto de los PMGD en la red de la Empresa Distribuidora.
- g) Los estudios que se deberán realizar para elaborar el ICC.
- h) El criterio para determinar la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión de un PMGD.
- i) Los criterios para determinar los casos en que un alimentador debe ser considerado de alto impacto.

Artículo 1-2. Alcance

Todas las exigencias de la presente norma técnica son aplicables a los PMGD que se conecten en media tensión. En caso de que un Interesado desee conectar un PMGD en baja tensión deberá cumplir con las exigencias técnicas del Capítulo 5 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación en Baja Tensión, o aquella que la reemplace. Sin embargo, continuará siendo aplicable la presente norma técnica con excepción del Capítulo 7.

Las exigencias que se plantean en la presente norma técnica deberán ser cumplidas en el Sistema de Distribución asociado a cada PMGD, conforme a lo que indique el Reglamento. Dichas exigencias serán aplicables independientemente de que la energía eléctrica sea producida por unidades generadoras sincrónicas o asincrónicas, con o sin convertidor de frecuencia, o por unidades generadoras de corriente continua con inversor, salvo que la presente norma técnica indique expresamente lo contrario.

Las exigencias señaladas en la presente norma técnica son de carácter funcional, por lo que no contienen especificaciones de ningún tipo con equipos o marcas comerciales en particular.

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

Artículo 1-3. Otras tecnologías

En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación e inspección y término de operación, la Superintendencia podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en el presente norma técnica, siempre que se mantenga el nivel de seguridad que esta contempla. Estas tecnologías deberán contar con el respaldo técnico de normas, códigos o especificaciones nacionales o internacionales, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Para ello, el Interesado deberá presentar el proyecto, junto con una copia completa de la versión vigente de la norma, código o especificación internacional utilizada, debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que la Superintendencia considere necesario.

Artículo 1-4. Aplicación de otros estándares

Las exigencias tanto de diseño como de conexión, pruebas y operación de un PMGD se establecerán en conformidad con las normas vigentes y, en ausencia de disposiciones nacionales sobre tales materias, se aplicarán supletoriamente, y especialmente para fines interpretativos, normas internacionales emitidas por los siguientes organismos: American Society of Testing Materials / American National Standards Institute (ASTM/ANSI), International Electrotechnical Commission (IEC), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Deutsche Industrie Norm (DIN) y VDE Verband der elektrotechnik elektronik Informationstechnik e.V. (VDE).

Las exigencias de diseño aplicables a las redes de distribución se realizarán conforme a la normativa nacional vigente. Para ello, las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad deberán dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Artículo 1-5. Calidad de usuario del Sistema de Distribución

Un PMGD conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en su caso, adquiere la calidad de usuario del SD y le serán aplicables los derechos y obligaciones establecidos en la normativa vigente. Lo anterior, tiene como objetivo que un PMGD opere adecuadamente en el SD, y que los efectos sobre la Red de Media Tensión del SD y sobre los clientes estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente, incluyendo que no se supere la potencia aparente de inyección máxima entregada por el PMGD al SD.

Artículo 1-6. Plazos considerados en la presente NT

Los plazos establecidos en la presente norma técnica, expresados en días, se considerarán en días hábiles, entendiendo como inhábiles los días sábados, domingos y festivos. Cuando el último día del plazo coincide con un día inhábil, el plazo se prorrogará automáticamente al primer día hábil siguiente.

Artículo 1-7. Procedimientos de Conexión y Entrada en Operación

Los Interesados en conectar un PMGD a un Sistema de Distribución deberán cumplir con las disposiciones establecidas en el Reglamento y la presente norma técnica para obtener el Informe de Criterios de Conexión (en adelante, "ICC"). Una vez obtenido el ICC, los PMGD previstos de conectar deberán obtener y conservar la calidad de proyecto declarado en construcción, de conformidad a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley y la normativa vigente, con el objeto de mantener la vigencia del ICC. Luego, el Interesado deberá presentar su comunicación de interconexión a la Superintendencia y solicitar la autorización al Coordinador indicando la fecha estimada de puesta en servicio.

Una vez aprobada la solicitud de interconexión por parte del Coordinador y presentada la notificación de conexión, el PMGD podrá realizar su puesta en servicio, previa aprobación del Protocolo de Puesta en Servicio por parte de la Empresa Distribuidora, luego de realizar las pruebas respectivas y verificar el total cumplimiento de los requisitos.

Una vez finalizada la etapa de puesta en servicio del PMGD con la Empresa Distribuidora, el PMGD deberá enviar al Coordinador los antecedentes necesarios que permitan verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos por la normativa. Si se confirma el cumplimiento, el Coordinador emitirá su aprobación para la entrada en operación. El PMGD podrá permanecer conectado a la red mientras espera de la aprobación de la Entrada en Operación por parte del Coordinador, siempre y cuando esto no afecte el normal funcionamiento de la red.

Artículo 1-8. Formularios, estudios y procedimientos técnicos

Los formularios, estudios y procedimientos técnicos señalados en la presente norma técnica y sus actualizaciones serán únicos para todas las Empresas Distribuidoras, y deberán ser de acceso público a través de los medios de publicación de que dispongan las referidas empresas, de forma permanente y gratuita para todos los Interesados.

Todas las comunicaciones entre la Empresa Distribuidora y el Interesado, o el propietario u operador del PMGD, según corresponda, para tramitar la conexión o modificar las condiciones de conexión u operación de PMGD, se realizarán mediante técnicas y medios electrónicos, o por medio de carta certificada o carta ingresada en la oficina comercial de la Empresa Distribuidora, a opción del Interesado.

La Empresa Distribuidora deberá enviar una copia de las comunicaciones y sus correspondientes respuestas a la Superintendencia, en el formato y medio que esta disponga, para permitir una adecuada fiscalización de las instrucciones de carácter general que esta imparta.

La Superintendencia podrá establecer los requisitos y formatos de las técnicas y medios electrónicos mencionados en el presente artículo, con el fin de facilitar las comunicaciones que se efectúen entre la Empresa Distribuidora y el Interesado o el propietario u operador del PMGD. Lo anterior, con el objeto de facilitar el trámite de conexión o la modificación de las condiciones de conexión y operación de los PMGD, así como garantizar la correcta fiscalización de estos.

Artículo 1-9. Costos asociados a la elaboración y revisión de estudios

Los costos asociados a la realización y/o revisión de los estudios técnicos mencionados en el Título 3-3y Título 3-4, y el estudio de costos descrito en el Título 3-7, deberán ser de acceso público, de forma permanente y gratuita, a través de los medios de publicación web que dispongan las Empresas Distribuidoras. Además, las Empresas deberán poner a disposición de la Superintendencia dicha información en los medios, plazos y formatos que esta establezca, para garantizar la correcta fiscalización del cumplimiento de la normativa vigente.

En caso de que los estudios técnicos sean realizados por la Empresa Distribuidora, los costos de éstos deberán ser coherentes con aquellos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue aceptada la respectiva SCR, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 3-5 de la presente norma técnica.

Artículo 1-10. Valorización Actividades para la Conexión

La valorización de las actividades necesarias para efectuar la tramitación y conexión del PMGD, de acuerdo a lo señalado en el Título 8-3, deberán ser calculadas por la Empresa Distribuidora, debiendo ser coherentes con aquellos costos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue presentada la SCR.

Artículo 1-11. Bloques horarios de inyección para PMGD con componente de almacenamiento

Los PMGD con componente de almacenamiento que dispongan de alguna tecnología que permita controlar su inyección y que requieran ajustar sus bloques horarios para conectarse a la red de distribución, podrán seleccionar bloques horarios de acuerdo con lo establecido en la Tabla 1 Definición de los bloques horarios de inyección. A efecto de lo anterior, se definen los siguientes bloques para el análisis de conexión y operación:

Tabla 1 Definición de los bloques horarios de inyección

| Bloque | Tipo | Horario |
|---------------|-------------|-----------------------------------|
| B1 | Nocturno | Entre las 00:00 y las 03:59 horas |
| B2 | Nocturno | Entre las 04:00 y las 07:59 horas |
| B3 | Diurno | Entre las 08:00 y las 11:59 horas |
| B4 | Diurno | Entre las 12:00 y las 15:59 horas |
| B5 | Diurno | Entre las 16:00 y las 19:59 horas |
| B6 | Nocturno | Entre las 20:00 y las 23:59 horas |

Los excedentes de potencia suministrable al Sistema de Distribución, en cada bloque horario definido, no podrán superar los 9.000 kilowatts.

Los PMGD con componente de almacenamiento podrán elegir más de un bloque horario, siempre y cuando los bloques horarios elegidos sean contiguos. Asimismo, la potencia máxima a inyectar debe ser la misma en todos los bloques horarios.

Título 1-2 Abreviaturas y Definiciones

Artículo 1-12. Abreviaturas

Para la aplicación de la presente norma técnica, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

| | |
|-------------|---|
| BNUP | : Bienes Nacionales de Uso Público. |
| CC | : Costos de Conexión. |
| CCE | : Capacidad Instalada para Conexión Expositiva. |
| Comisión | : Comisión Nacional de Energía. |
| Coordinador | : Coordinador Eléctrico Nacional. |
| CTBC | : Cambiador de Taps bajo carga. |
| EG | : Equipamiento de Generación. |

| | |
|-----------------------|---|
| Empresa Distribuidora | : Empresa Distribuidora, de Distribución o Empresa con instalaciones de Distribución. |
| FR | : Factor de Referenciación de la Energía y de la Potencia. |
| GD | : Medio de Generación Distribuida. |
| ICC | : Informe de Criterios de Conexión. |
| ICE | : Capacidad de Inyección para Conexión Expeditiva. |
| ISO 19011 | : Norma ISO 19011 “Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión”, de 2018 |
| NC | : Notificación de Conexión. |
| NTD | : Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. |
| NTSyCS | : Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio. |
| PCE | : Proceso de Conexión Expeditivo. |
| PES | : Puesta en Servicio |
| PMGD | : Pequeño(s) Medio(s) de Generación Distribuido(s). |
| PNCP | : Precio de Nudo de Corto Plazo. |
| SCR | : Solicitud de Conexión a la Red. |
| SD | : Sistema de Distribución. |
| Superintendencia | : Superintendencia de Electricidad y Combustibles. |
| UTM | : <i>Universal Transverse Mercator</i> |
| VNR | : Valor Nuevo de Reemplazo. |

Artículo 1-13. Definiciones

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

- 1) **Adecuaciones:** Obras físicas y trabajos en el punto de conexión de un PMGD a la red de distribución eléctrica necesarias para la construcción o modificación de la respectiva instalación de conexión o empalme, así como para la instalación o modificación del equipo de medida respectivo.
- 2) **Ajustes:** Modificaciones de parámetros técnicos de configuración para la operación de componentes existentes en la red de distribución, sin que se requiera su recambio para permitir la operación de un PMGD.
- 3) **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.
- 4) **Auditor Técnico:** Persona(s) jurídica(s) no relacionada (s) con la Empresa Distribuidora, ni asociada de ninguna forma a los procesos de conexión de PMGD de dicha Empresa
- 5) **Auditoría:** Proceso sistemático, independiente y documentado, para obtener evidencias objetivas, es decir, datos que respaldan la existencia o veracidad de algo, que permitan determinar el grado de cumplimiento de la normativa.

- 6) **Autoprodutor:** Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios o de terceros, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.
- 7) **Cabecera de Alimentador:** Punto de conexión entre el Alimentador y la fuente de alimentación principal, la que normalmente corresponde a una Subestación Primaria de Distribución u otro Alimentador.
- 8) **Capacidad de Diseño del Alimentador:** Corresponde a la corriente máxima que puede transmitir una sección de línea de distribución en el origen de esta sin superar sus límites térmicos. El límite térmico deberá ser definido por la Empresa Distribuidora en concordancia con las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento y la disposición de los conductores del Alimentador analizado. Dichos elementos deberán ser consistentes con aquellos criterios establecidos en los pliegos técnicos, aprobados por la Superintendencia, a que se refiere el Decreto 109, que aprueba Reglamento de Seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica, del Ministerio de Energía, de 2018, o el que lo reemplace.
- 9) **Capacidad de Inyección para Conexión Expositiva:** Valor de capacidad de inyección de un PMGD bajo la cual éste puede optar a un proceso de conexión expeditivo, siempre y cuando se cumplan los requisitos establecidos en la normativa vigente.
- 10) **Capacidad Instalada para Conexión Expositiva:** Valor de capacidad instalada de un PMGD bajo la cual éste puede optar a un proceso de conexión expeditivo, siempre y cuando se cumplan los requisitos establecidos en la normativa vigente.
- 11) **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 norma técnica, se entenderá que todo Cliente es un Usuario de la Red de Distribución, de acuerdo con la definición establecida en el numeral 53) del presente artículo.
- 12) **Control de Tensión:** Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles establecidos en la normativa vigente para SD.
- 13) **Costos de Conexión:** Sumatoria de los costos de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes en la red de distribución en las zonas adyacentes al Punto de Conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación de un PMGD.
- 14) **Demanda Neta de Alimentador:** Demanda total del Alimentador en estudio, menos los excedentes de energía de los medios de generación conectados a dicho Alimentador.
- 15) **Empalme:** Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan la unidad de medida de la instalación del Usuario o Cliente a la Red de Distribución.

- 16) **Entrada en Operación:** Se entenderá que un PMGD ha entrado en operación, solo cuando el Coordinador lo autorice en los términos del artículo 72°-17 de la Ley y conforme a las exigencias establecidas en la presente norma técnica y en la normativa vigente.
- 17) **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 de un Empalme. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.
- 18) **Equipamientos o Elementos Mayores:** Equipamientos eléctricos que requieren ajustes mayores en la Red de Distribución para su instalación, ampliación o reubicación. Se entenderá comprendidos en esta definición equipamientos tales como reguladores de tensión y autotransformadores de distribución.
- 19) **Factor de Diseño de las Pérdidas:** Factor máximo de variación de las pérdidas eléctricas del alimentador ante la conexión de un PMGD.
- 20) **Factor de Referenciación:** Factor calculado por la Empresa Distribuidora que permite referenciar las inyecciones del PMGD desde el Punto de Conexión a la barra de la subestación primaria de distribución.
- 21) **Generación Agregada:** Suma de las potencias promedio horarias de todos los PMGD que se encuentren conectados en el mismo Alimentador.
- 22) **Generador Convencional:** Aquel PMGD cuya energía eléctrica no es generada por medios de generación renovable no convencional, según el artículo 225°, literal aa) de la Ley.
- 23) **Generador de Emergencia Móvil:** Corresponde a generadores diésel instalados en contenedores y montados en acoplados, de potencias mayores a 100 kVA. Estos grupos normalmente traen incorporados los esquemas de control y protecciones, además de los transformadores elevadores de tensión, en el mismo contenedor.
- 24) **Instalación Compartida:** Conjunto compuesto por las instalaciones para el consumo del cliente e instalaciones del PMGD, que se conectan al Sistema de Distribución a través de un mismo Empalme.
- 25) **Instalación de Conexión:** Conjunto de equipos necesarios para permitir la conexión de un PMGD a la Red de Media Tensión de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 7.
- 26) **Interesado(s):** Persona natural o jurídica interesada en conectar un nuevo PMGD o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD existente. Se entenderá que se perderá la calidad de Interesado en los casos que se desista de continuar el proceso de conexión, por incumplir los plazos establecidos en la normativa vigente o si el PMGD ha entrado en operación pasando a ser Coordinado.
- 27) **Interruptor:** Dispositivo de maniobra con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y cortocircuito.

- 28) **Medios de Generación Distribuida (GD):** Medios de generación conectados en redes de distribución. Contempla los EG y los PMGD.
- 29) **Obras Adicionales:** Obras físicas y trabajos en la red de distribución eléctrica, que no califiquen como Adecuaciones, necesarias para la conexión de un PMGD.
- 30) **Operación en Isla:** Estado de operación en la cual uno o más PMGD pueden abastecer un determinado número de consumos del SD en forma aislada del resto del sistema interconectado.
- 31) **Operador del PMGD:** Propietario o encargado de operar una instalación de PMGD conectado a un SD, este último es a quién el Propietario delega la función de operar el activo.
- 32) **Parpadeo (Flicker):** Corresponde a una fluctuación cíclica (en el rango 0-30 Hz) 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.
- 33) **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.
- 34) **Plan de Maniobras:** Plan que describe en detalle las acciones que debe desarrollar la Empresa Distribuidora para conectar un PMGD al Sistema de Distribución, y que permita asegurar la calidad de servicio exigida por la normativa vigente. Entre las acciones a ejecutar, se consideran los trabajos referidos a desconexiones, traspasos de cargas, trabajos con líneas energizadas, entre otros.
- 35) **PMGD con Componente de Almacenamiento:** Pequeño Medio de Generación Distribuidos que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo Punto de Conexión al Sistema de Distribución. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al Sistema de Distribución.
- 36) **PMGD de Impacto Significativo:** Corresponde aquellos proyectos PMGD que requieren de la realización de los estudios técnicos para revisar las condiciones de conexión u operación y el cumplimiento de las exigencias técnicas normativas, que no cumplan con los requisitos para ser considerados a través de un proceso expeditivo (impacto no significativo).
- 37) **PMGD previsto de conectar:** Se refiere a un PMGD con ICC vigente.
- 38) **Polígono de localización:** Mapa que individualice el layout de emplazamiento del proyecto dentro del terreno en que se ubicará el PMGD.

- 39) **Potencia Consumida:** Suma entre las potencias promedio horarias registradas por el medidor en la cabecera de un Alimentador y las potencias promedio horarias de todos los PMGD conectados al mismo Alimentador. Si en la cabecera del Alimentador la potencia tiene sentido hacia la subestación primaria, se deberá restar tal medición de la potencia de los PMGD.
- 40) **Proceso de Conexión Expeditivo:** Proceso de conexión simplificado para un PMGD, mediante el cual el proyecto puede conectarse en menor tiempo mediante la realización de solo Ajustes o Adecuaciones siempre que se verifiquen los requisitos para optar al referido proceso, sin que se requiera la realización de estudios de conexión detallados para determinar la necesidad de Obras Adicionales.
- 41) **Protección Red e Instalación (Protección RI):** 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.
- 42) **Punto de Conexión:** Punto de las instalaciones de distribución de energía eléctrica en el que se conecta uno o más medios de generación a un SD.
- 43) **Reconectador:** Dispositivo de interrupción de corrientes de carga y cortocircuito, con posibilidad de reconexión automático ajustable, monitoreo y operación vía telecomando.
- 44) **Red de Baja Tensión:** Es aquella red cuya Tensión Nominal es inferior a 1 kV.
- 45) **Red de Media Tensión:** Es aquella red cuya Tensión Nominal está comprendida entre 1 y 23 kV.
- 46) **Red particular de interconexión:** Conjunto de instalaciones que interconectan la planta de PMGD y el punto de conexión a la red de distribución. El desarrollo de esta red será de cargo y responsabilidad del propietario del PMGD.
- 47) **Servicios Auxiliares:** Equipos que participan en el funcionamiento de las unidades generadoras y subestaciones, ya sea en la alimentación de los equipos de mando y control o en la seguridad de estos, los que pueden, eventualmente, conectarse a un Alimentador de distribución.
- 48) **Sistema de Distribución o Red de Distribución (SD):** Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a Clientes o Usuarios ubicados en sus zonas de concesión, o bien a Clientes o Usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de la Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros. Asimismo, el sistema comprende los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, los Sistemas de Medida para Transferencias Económicas y los sistemas de monitoreo. La tensión nominal del sistema deberá ser igual o inferior a 23 kV.
- 49) **Subestación Primaria de Distribución:** Subestación eléctrica que transforma energía eléctrica desde el nivel de tensión de segmento de transmisión al de alta o de baja tensión de distribución.
- 50) **Tensión de Suministro (Vc):** Es el valor efectivo de la tensión en el Punto de Conexión, medido en un instante determinado y por un periodo de tiempo determinado, y a la cual se aplican las tolerancias establecidas en la normativa vigente.

- 51) **Tensión Nominal (Vn):** Es la tensión entre fases mediante la cual se denomina o identifica una red, una subestación o un PMGD.
- 52) **Unidad Generadora:** Es la parte generadora de energía eléctrica, en una planta individual, incluyendo un eventual convertidor, pero excluyendo eventuales condensadores para la compensación de reactivos y el transformador, cuando solo está destinado a la adaptación a la tensión del SD.
- 53) **Usuario de la Red de Distribución o Usuario:** Toda persona, natural o jurídica, propietaria, arrendataria, usufructuaria o que opere, a cualquier título, Equipamientos de Generación y que estén conectados a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, ya sea mediante líneas propias o de terceros. Le será aplicable los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente.
- 54) **Vida Útil de un PMGD:** Periodo que media entre la puesta en servicio de la instalación de un PMGD hasta su ampliación, sustitución o desconexión.
- 55) **Zona Adyacente:** Conjunto de instalaciones de distribución de la Empresa Distribuidora próximas a un PMGD, que se vean afectadas por su operación en conformidad con los criterios establecidos en la presente norma técnica.

CAPÍTULO 2 INFORMACIÓN PÚBLICA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Título 2-1 Publicación de la información técnica de las redes y sistemas de generación

Artículo 2-1. Generalidades

Las Empresas Distribuidoras deberán mantener a disposición de sus Usuarios Finales u otros Interesados información técnica de manera pública y actualizada, la que deberá ser consistente con la información provista en el sistema de cuentas exigido por la Superintendencia para informar la infraestructura de las redes de distribución. Dicha Información deberá ser de fácil acceso a través de las Plataformas de Información Pública, las que deberán ser desarrolladas por las Empresas Distribuidoras.

La Superintendencia podrá acceder a dichas plataformas y a la información contenida en ellas, con el fin de controlar, monitorear y gestionar la información. Para ello, la Superintendencia establecerá los mecanismos necesarios para acceder y auditar dicha información.

Artículo 2-2. Entrega y completitud de la información

La Empresa Distribuidora será responsable de asegurar la completitud y consistencia de la información técnica disponible en sus portales de información. Dicha información deberá contener, al menos, los antecedentes de sus redes de distribución y de los proyectos de PMGD y EG pertenecientes a su zona de concesión para el servicio público de distribución. Asimismo, se deberá incluir el listado de los estudios técnicos necesarios para la conexión de un PMGD, los costos asociados a la realización y de la revisión de los mismos, y las fechas en las que fueron autorizados para su conexión mediante el ICC o la Respuesta a la SCR, cuando corresponda.

Las Empresas Distribuidoras deberán entregar la información solicitada por la Superintendencia, el Coordinador, la Comisión, Usuarios Finales u otros Interesados de manera oportuna, resguardando la consistencia y completitud de esta. De igual manera, la información proporcionada por los Usuarios Finales u otros Interesados deberá resguardar la debida completitud, consistencia y veracidad.

Artículo 2-3. Alcance de la Información Técnica de las redes de distribución

Las Empresas Distribuidoras deberán mantener la información técnica debidamente actualizada, la cual representará el estado normal de operación de su red de distribución.

La información técnica deberá estar disponible en las plataformas de información pública de cada una de las Empresas Distribuidoras, y podrá ser descargada por los Usuarios Finales u otros Interesados. Para lo anterior, se deberá resguardar que la información técnica sea pública y de fácil acceso. Dicha información deberá ser lo suficientemente completa para que cualquier Interesado pueda efectuar las evaluaciones necesarias de una SCR, desarrollar los estudios de conexión de PMGD, revisar el dimensionamiento de las Obras Adicionales, así como para el estudio del desarrollo de nuevas tecnologías en las redes de distribución. Estos estudios deberán ser revisados por la Empresa Distribuidora durante el proceso de respuesta de la SCR.

La Superintendencia establecerá los requerimientos de accesibilidad, contenidos y funcionamiento de las plataformas de información pública. Además, la Superintendencia podrá acceder a dichas plataformas y a la información contenida en ellas.

La información técnica de las redes de distribución deberá contener, al menos, los siguientes elementos:

- i) Código que individualice el Alimentador.
- ii) Plano digital georreferenciado del Alimentador, identificando y detallando los segmentos del trazado, longitud, equipos de protección y maniobra, transformadores de distribución, equipos de compensación, reguladores de tensión y autotransformadores. Asimismo, la ubicación de los equipamientos de generación distribuida de autoconsumo conectados o previstos a conectar.
- iii) Material del conductor (Cobre, Aluminio, ACSR, Copperweld, Alumoweld, u otros).
- iv) Nivel de tensión de la red.
- v) Perfil de tensión de los 12 meses anteriores en la cabecera del Alimentador, en conformidad con lo indicado en la normativa vigente.
- vi) Tipo de aislamiento del conductor (desnudo, PVC, EPR, XLPE, u otros).
- vii) Tipo de instalación (aérea o subterránea).
- viii) Número de fases y distribución de fases del conductor (monofásico sin neutro, trifásico sin neutro, u otros).
- ix) Límite de capacidad térmica (kA) del conductor.
- x) Parámetros de reactancia y resistencia de secuencia positiva y cero de las líneas.
- xi) Sección de fase y neutro de las líneas (mm², AWG, MCM, u otros).
- xii) Propietario de los componentes de las redes.
- xiii) Equipos fusibles y reconectores, indicando la capacidad de operación normal y la capacidad de ruptura simétrica.
- xiv) Equipos reguladores de tensión, indicando modelo, marca, capacidad de operación normal, impedancia de secuencia positiva y cero, tipo de conexión y tensión controlada por el CTBC.
- xv) Banco de condensadores, indicando capacidad reactiva (kVAr), número de etapas en caso de que corresponda y su modo de operación (normalmente conectado, controlado por tensión, etc.).
- xvi) Potencia aparente de los transformadores MT/BT, indicando número de fases y distribución de fases.
- xvii) Número de placa poste o cámara del Alimentador en MT.
- xviii) Enmalles dentro del Alimentador.

- xix) Niveles de cortocircuitos trifásicos y monofásicos a nivel de subestación primaria.
- xx) Información de los sistemas de generación en conformidad con lo establecido en el Artículo 2-5 de la presente norma técnica.
- xxi) Planes de obras futuros o en curso en los Alimentadores para los próximos dos años, a causa del crecimiento en la demanda o destinadas a mejorar la calidad de servicio. Estos planes incluyen refuerzos de red, interconexiones entre Alimentadores e instalación de nuevos equipos de maniobras o protección. Se deben indicar fechas y plazos estimados para su ejecución. Sin perjuicio de lo anterior, dichos planes de obras deberán ser ratificados por la Empresa Distribuidora al momento de la respuesta a la SCR.
- xxii) Registros de medida en la cabecera del Alimentador, con perfiles cada 15 minutos. Se deben incluir potencias, corrientes, factor de potencia y tensiones entre líneas. Se deben excluir aquellos datos que contengan medidas de traspasos de cargas entre Alimentadores, así como aquellos que no correspondan al estado normal de operación. En aquellos casos en que se disponga de dicha información, la entrega de los registros será de, al menos, los últimos 3 años.
- xxiii) Estándares constructivos empleados por la Empresa Distribuidora, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 2-4 de la presente norma técnica.
- xxiv) La base de datos, las memorias de cálculo, una minuta explicativa que resuma el proceso y respuesta a las observaciones del cálculo vigente de Factores de Referenciación.
- xxv) El formato del Convenio de Operación señalado en el Artículo 3-40, el cual deberá estar disponible en un formato editable para su descarga.

Adicionalmente, a efectos de la modelación de los generadores distribuidos conectados o previstos a conectar, se deberán incluir los antecedentes técnicos de las redes de distribución en baja tensión, los cuales estarán asociados al transformador de distribución. Esta información formará parte de los datos de media tensión y deberá contener, al menos, los siguientes elementos:

- a) Plano digital georreferenciado, en UTM, de la sección de baja tensión, identificando y detallando los segmentos del trazado, longitud, equipos de protección y maniobra, y transformador de distribución al cual este asociado. Asimismo, la ubicación de los equipamientos de generación distribuida de autoconsumo conectados o previstos a conectar y, del mismo modo, los consumos que se encuentran en dicho segmento.
- b) Material del conductor (Cobre, Aluminio, ACSR, Copperweld, Alumoweld, u otros).
- c) Nivel de tensión de la red.
- d) Perfil de tensión de los 12 meses en el transformador de distribución, en la medida de que esté implementado el SGC en el mismo, en conformidad con lo indicado en la normativa vigente.
- e) Tipo de aislamiento del conductor (desnudo, PVC, EPR, XLPE, u otros).
- f) Tipo de instalación (aérea o subterránea).

- g) Número de fases y distribución de fases del conductor (monofásico sin neutro, trifásico sin neutro, u otros).
- h) Límite de capacidad térmica (kA) del conductor.
- i) Parámetros de reactancia y resistencia de secuencia positiva y cero de las líneas.
- j) Sección de fase y neutro de las líneas (mm², AWG, MCM, u otros).
- k) Propietario de los componentes de las redes.
- l) Tipo de empalme conectados a la red de baja tensión, de acuerdo con las clasificaciones presentadas en el pliego técnico RIC N° 01. Se debe incluir el detalle de la capacidad de empalme y el transformador de distribución al cual está asociado al cliente.

La información técnica asociada a los elementos de las redes de distribución, tanto en media como baja tensión, deberá mantenerse permanentemente actualizada. Para ello, se deberá indicar la fecha de la última actualización. La Superintendencia podrá establecer condiciones adicionales a las establecidas en el Artículo 2-7 para actualizar la información técnica.

La información proporcionada por las Empresas Distribuidoras deberá encontrarse disponible en un formato tipo plano, de preferencia CSV, que permita su descarga. La Superintendencia deberá especificar los formatos requeridos para la entrega de la información, la cual deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público. Sin perjuicio de lo anterior, si la Empresa Distribuidora posee información técnica en formato CAD o equivalente, DlgSILENT, PSS/E u otro software equivalente de análisis de sistemas eléctricos, o en otro formato que sea de utilidad pública, deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público para ser descargada.

Artículo 2-4. Estándares Constructivos

Las Empresas Distribuidoras deberán entregar la información referida a los estándares de diseño y constructivos de sus instalaciones que sean necesarios para el adecuado diseño de la conexión y posterior operación de el o los PMGD. Dichos estándares serán considerados para la determinación de las eventuales Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes. Los estándares de diseño y construcción deberán ajustarse a lo efectivamente utilizado por las Empresas Distribuidoras en sus redes de distribución, al momento de la realización de los estudios de conexión.

Artículo 2-5. Información Técnica de los Sistemas de Generación

Las Empresas Distribuidoras deberán disponer de un registro actualizado de los PMGD y EG conectados o que tengan una solicitud de conexión a la red vigente. Dichos registros deberán estar asociados a un Alimentador individualizado, según lo dispuesto en el Artículo 2-3. La información señalada debe estar disponible de manera permanente y gratuita para cualquier interesado, a través de los medios que las Empresas Distribuidoras dispongan, en conformidad a lo que establezca la Superintendencia.

La información técnica contemplada en este artículo deberá considerar el listado de los proyectos de PMGD conectados o previstos a conectar por Alimentador, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- i. Código único que individualice el Alimentador.
- ii. Código único y nombre del PMGD. El código único se deberá mantener inalterado durante todas las etapas de desarrollo del PMGD.
- iii. Estado de él o los proyectos en trámite o conectados. Se debe indicar si está en operación o en trámite; en este último caso, señalar si la etapa corresponde a SCR pendiente de revisión, realización de estudios, con ICC, en declaración en construcción, o bien, si se ha desistido de su ICC.
- iv. Capacidad instalada y capacidad de inyección de excedentes autorizada, expresada en kW, indicando la restricción consignada en el ICC.
- v. Factor de potencia del equipamiento de generación considerado para la realización de sus estudios técnicos.
- vi. Punto de conexión especificado en las respectivas SCR de los PMGD, informando el rótulo del poste (placa poste) o cámara asociado según el modelo eléctrico.
- vii. Vértices del polígono de emplazamiento de los PMGD.
- viii. Recursos energéticos asociados al sistema de generación, tales como hídrico, eólico, fotovoltaico, biomasa, entre otros. Asimismo, indicar el tipo de tecnología empleada en el sistema de generación, especificando si es en base a inversores, máquinas sincrónicas o asincrónicas.
- ix. Capacidad de inyección de la componente de almacenamiento, asociada al bloque horario consignado de inyección, en caso de que corresponda. Lo anterior de acuerdo a lo definido en el Artículo 1-11.
- x. Orden de prelación de los proyectos con solicitudes de conexión en fila de revisión, previo a la emisión del ICC.
- xi. Resumen de Obras Adicionales, Ajustes o Adecuaciones del SD de aquellos proyectos con ICC vigente, asociados al Alimentador. Se debe detallar, a lo menos, el segmento comprometido, los elementos o componentes que instalan o reemplazan y la fecha estimada de ejecución de las Obras de Conexión.
- xii. Generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%.

Del mismo modo, respecto a los EG conectados o previstos a conectar, se deberá disponer de la información técnica relativa a estas instalaciones, por Alimentador, la deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) Código que individualice el Alimentador.

- b) Código único del Equipamiento de Generación.
- c) Capacidad Instalada e Inyección del Equipamiento de Generación.
- d) Recurso energético utilizado por el sistema de generación.
- e) Capacidad de la componente de almacenamiento, en aquellos casos que el equipamiento de generación cuente con esa componente. Número o código de Poste asociado al Equipamiento de Generación.
- f) Número o código de transformador de distribución asociado al Equipamiento de Generación, así como sus características técnicas.
- g) Tipo de conexión, esto es, monofásico o trifásico.
- h) Resumen de Obras Adicionales, Ajustes o Adecuaciones del SD de aquellos proyectos asociados al Alimentador. Se debe detallar, al menos, el segmento comprometido, los elementos o componentes que instalan o reemplazan y la fecha estimada de ejecución de las Obras de Conexión.
- i) Nivel de tensión de la red de distribución donde se conecta el EG.

Artículo 2-6. Información de Alimentadores de propiedad de otra empresa

En caso de que un alimentador se conecte a un alimentador que es de propiedad de otra Empresa Distribuidora, a efectos del proceso de conexión de PMGD, se deberá considerar el conjunto de instalaciones y solicitudes como un sistema que abarque toda la red de media tensión aguas abajo de la subestación primaria de distribución. En ese sentido, la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador que se interconecta a la subestación primaria, Alimentador Principal, será la responsable de gestionar las solicitudes de los procesos de conexión. Por su parte, la Empresa Distribuidora propietaria del segundo alimentador, Alimentador Secundario, deberá disponer, en conformidad con lo establecido en los Artículo 2-2 y Artículo 2-3, toda la información necesaria para que la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador conectado a la subestación primaria, pueda desarrollar dicho proceso de conexión.

En caso de que se produzcan modificaciones significativas en la información técnica de la red de distribución o de los sistemas de generación pertenecientes al Alimentador Secundario, la Empresa Distribuidora propietaria de este deberá entregar la información a la Empresa Distribuidora a la que pertenece el Alimentador Principal dentro de un plazo no superior a 20 días de ocurridas dichas modificaciones.

Se entenderá por modificaciones significativas a aquellos ajustes en la información que afecten directamente la determinación del impacto del PMGD en las redes de distribución o el dimensionamiento de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes.

Los alimentadores que cumplan con las características señaladas en el presente artículo se considerarán Alimentadores de Alto Impacto y, por tanto, sus plazos de tramitación corresponderán a los definidos en el artículo 60° del Reglamento.

La puesta en servicio deberá ser realizada por la Empresa Distribuidora propietaria de las instalaciones de las redes de distribución asociadas al punto de conexión, en coordinación con la Empresa Distribuidora encargada de la solicitud de conexión.

Las Empresas Distribuidoras deberán coordinarse en todas las etapas del proceso de conexión y/o puesta en servicio para cumplir con los plazos establecidos en la presente norma técnica.

Sin perjuicio de lo anterior, los plazos de respuesta de la Empresa Distribuidora propietaria del alimentador dependiente del suministro de otra concesionaria no podrán ser superiores a 10 días desde recibida la solicitud, y deberá designar a un interlocutor o responsable oficial para dicha interacción.

Artículo 2-7. Procedimiento de actualización y periodicidad de la Información

La información técnica a que se refieren los Artículo 2-3, Artículo 2-4 y Artículo 2-5 deberá ser actualizada cada vez que ocurra un cambio relevante en la red tales como cambio en la topología del alimentador, cambio del tipo de red o retiro, desconexión o cese de operaciones de una o varias unidades generadoras. Asimismo, la información técnica deberá ser actualizada si ocurre un cambio relevante de algún proyecto de PMGD, como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio del Punto de Conexión o el cambio de tecnología de generación, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico. Dicha actualización deberá realizarse dentro de un plazo máximo de 30 días contados desde el cambio que motiva la actualización de la información. La información dispuesta en el literal xxiii) señalada en el Artículo 2-3 deberá actualizarse mensualmente. Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá realizar una revisión semestral para verificar la consistencia de la información pública. Para ello, la Superintendencia establecerá el medio de verificación, pudiendo incluso instruir la realización de una Auditoría.

Artículo 2-8. Monitoreo, control y gestión de la Información Técnica

A efectos de un adecuado control, monitoreo y gestión de la información, la información pública de las Empresas Distribuidoras deberá ser idéntica a la entregada a la Superintendencia. Para ello, esta última establecerá los mecanismos necesarios para dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en la presente norma técnica y en la demás normativa vigente.

La Superintendencia podrá realizar auditorías sobre la información técnica y los sistemas de generación a los que refiere en el Artículo 2-3, así como respecto de cualquier otra información adicional que sea pertinente. Dichas auditorías se realizarán conforme a lo dispuesto en el Capítulo 6.

Artículo 2-9. Información de las instalaciones de transmisión zonal

El Coordinador será responsable de disponer de la información técnica asociada a las instalaciones de transmisión zonal, la que deberá estar actualizada en su respectiva plataforma de información pública. Esta información técnica deberá ser suficiente para la realización y revisión de los estudios

de conexión de PMGD contemplados en la presente norma, así como para evaluar posibles congestiones a nivel de transmisión zonal.

La información técnica deberá incluir, al menos, los siguientes parámetros:

- i. Información de los transformadores de las subestaciones primarias, tales como impedancias de secuencia positiva y cero, capacidad de operación normal y forzada, conexión y existencia de CTBC. En caso de contar con CTBC, se deberá incluir la consigna, número y ancho de paso. Si no tiene CTBC se deberá identificar el número del tap del estado normal del equipamiento eléctrico.
- ii. Diagrama unilineal de la subestación señalando la capacidad nominal de todos los equipos primarios y que identifique la conexión de los Servicios Auxiliares. Asimismo, detallar los equipos y elementos en serie de la subestación (transformadores de corriente, interruptores de potencia (52), desconectores de líneas (89), entre otros).
- iii. Protecciones asociadas a la subestación primaria de distribución, detallando el ajuste o configuraciones de las mismas.
- iv. Niveles de cortocircuito de la subestación primaria de distribución, con sus respectivos parámetros equivalentes de resistencia de secuencia positiva y secuencia cero, e impedancia de secuencia positiva y cero.
- v. Información de los conductores de las instalaciones de transmisión zonal, incluyendo parámetros y características del conductor.
- vi. Nombre de los alimentadores que van conectados en cada transformador. Se debe incluir el código del alimentador según lo establecido en el Artículo 2-3.
- vii. Información técnica de los PMG conectados y PMG previstos a conectar que se encuentren declarados en construcción, a la subestación primaria o líneas adyacentes. La información deberá contener, al menos, la capacidad instalada de las centrales de generación, diagrama de conexión al sistema eléctrico, tipo de tecnología y capacidad del sistema de almacenamiento, en caso de que corresponda.

En aquellos casos en que el Coordinador disponga de la información técnica, pero esta no se encuentre publicada o no esté actualizada en la plataforma del Coordinador, el Interesado o la Empresa Distribuidora podrá solicitar dicha información. Para lo anterior, el Coordinador tendrá un plazo máximo de 10 días, contado desde la recepción de la solicitud para entregar los antecedentes solicitados.

En caso de que el Coordinador no disponga de dicha información, deberá notificar al Coordinado correspondiente dentro plazo señalado en el inciso anterior, solicitando la entrega o actualización de la misma. El Coordinado dispondrá de un plazo no superior a 15 días para entregar o actualizar la información solicitada, de acuerdo con los requerimientos técnicos detallados por el Coordinador. Posteriormente, en un plazo no superior a 5 días, el Coordinador deberá entregar la información técnica al Interesado o Empresa Distribuidora y actualizar su plataforma de información pública.

En caso de que el Coordinado no cumpla con lo señalado en el presente artículo, el Coordinador podrá notificar a la Superintendencia sobre dicho incumplimiento.

Título 2-2 Procedimiento para las solicitudes de Información pública de las redes y de los Medios de Generación

Artículo 2-10. Solicitud de Información Pública

Los Interesados en conectar un nuevo PMGD o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/o operación de un PMGD, podrán solicitar a la Empresa Distribuidora aclarar o especificar la información técnica. Para realizar esta solicitud, el Interesado deberá utilizar un formulario y los medios establecidos por la Superintendencia, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Identificación del Interesado.
 - i. Nombre completo y documento de identificación del representante legal o persona jurídica, acompañando la personería respectiva, en caso de que corresponda.
 - ii. Giro y código SII de la persona jurídica, otorgado por el SII.
- b. Nombre y dirección del proyecto, identificando comuna, región y la ubicación georreferenciada del mismo.
- c. Datos del proyecto PMGD previsto a conectar y/o a modificar las condiciones previas a las establecidas.
 - i. Nombre del proyecto.
 - ii. Polígono de localización.
 - iii. Ingreso de solicitud de conexión a la red, identificando el número de proceso de conexión, en caso de que corresponda.
 - iv. Alimentador y subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión.
 - v. Nivel de tensión del Alimentador.
 - vi. Vida Útil del Proyecto.
 - vii. Punto de Conexión de referencia (código de estructura de Empresa Distribuidora).

Artículo 2-11. Respuesta a la Solicitud de Información

La Empresa Distribuidora deberá dar respuesta a la Solicitud de Información del Interesado en un plazo máximo de 15 días contados desde su recepción, incluyendo todos los antecedentes solicitados que resulten pertinentes. Para ello, deberá utilizar un formulario establecido por la Superintendencia, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Identificación de la solicitud de información.

- i. Número de la solicitud de información.
- ii. Fecha de la solicitud y de su respuesta.
- b. Identificación de la Empresa Distribuidora.
 - i. Nombre, dirección, teléfono y correo electrónico.
 - ii. Nombre, cargo y datos de contacto del responsable de la respuesta.
- c. Identificación de la información corregida y su actualización en la plataforma de información técnica correspondiente.

La Empresa Distribuidora deberá actualizar la información técnica de acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 2-7, y revisarla periódicamente. Adicionalmente, en caso de que el Interesado solicite información faltante, que sea necesaria para los estudios técnicos o desarrollo de otros proyectos de PMGD, la Empresa Distribuidora deberá informar a los demás Interesados que cuenten con una SCR en el mismo alimentador, a través del medio electrónico acordado, sobre la actualización o incorporación de dicha información.

CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN

Título 3-1 Disposiciones Generales para el Procedimiento de Conexión

Artículo 3-1. Generalidades

Las Empresas Distribuidoras deberán permitir la conexión de los PMGD a sus redes de distribución, verificando el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, y de la demás normativa vigente.

La conexión y operación de los PMGD deberá cumplir en todo momento con la normativa vigente, de manera que se cumplan las condiciones establecidas en la presente norma técnica y operen dentro de los estándares establecidos en la norma técnica de distribución u otra norma pertinente. Asimismo, en su calidad de Coordinado, deberán someterse a las instrucciones del Coordinador, cuando corresponda.

Con el objeto de evitar riesgos para las personas y/o daños a los componentes asociados, la instalación de los PMGD deberá ejecutarse por un instalador debidamente autorizado por la Superintendencia, en conformidad con lo establecido en los reglamentos, normas técnicas e instrucciones de carácter general impartidas por la Superintendencia.

Artículo 3-2. Plataforma para el Procedimiento de Conexión

El proceso de conexión, así como todas sus gestiones y etapas asociadas, se realizará por medio de la plataforma que para tal efecto disponga la Superintendencia. Para ello, esta establecerá los formularios digitales correspondientes a las distintas etapas del proceso, de acuerdo con lo establecido en la presente norma técnica. El Interesado podrá realizar el proceso directamente en dicha plataforma o a través de formularios físicos. En este último caso, la Empresa Distribuidora deberá registrar la información de manera digital y adjuntar los formularios en la plataforma señalada, en un plazo no superior a 5 días desde la recepción o envío del formulario.

Las Empresas Distribuidoras deberán mantener disponible un acceso directo a la plataforma de conexión en los medios digitales que se dispongan para tal efecto. Asimismo, la plataforma deberá permitir el acceso a las Empresas Distribuidoras para un adecuado desarrollo del proceso de conexión. La plataforma establecerá el orden de prelación de las solicitudes de conexión, según lo establecido en el Artículo 3-5, debiendo registrar la hora de presentación de las solicitudes en tiempo y forma, garantizando la fidelidad de la información respecto al orden de ingreso de las mismas.

La Superintendencia podrá disponibilizar la información relativa a los procesos de conexión, que sea de utilidad para un adecuado análisis del proyecto respectivo, a los Interesados que la requieran.

Título 3-2 Evaluación de las solicitudes de conexión a la red

Artículo 3-3. Presentación de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR)

Todo Interesado deberá presentar ante la Empresa Distribuidora la correspondiente SCR en conjunto con el cronograma de ejecución del proyecto. Para lo anterior, la Superintendencia establecerá el formulario de solicitud, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Individualización del Interesado.
- b. Datos del PMGD.
 - i. Propietario o representante legal del PMGD, incluyendo copia de la cédula de identidad.
 - ii. Información legal de la empresa propietaria incluyendo al menos, su razón social, Rol Único Tributario y copia de la inscripción y certificado de vigencia de la misma en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces respectivo, con una vigencia no superior a 30 días.
 - iii. Punto de Conexión, ubicación de la Unidad Generadora, plano de situación (con coordenadas geográficas del Polígono de localización) y emplazamiento según el rol. Esto último en concordancia con el título habilitante del numeral c.I o c.II, según corresponda, que se señalan a continuación. Se debe incluir registro fotográfico de la placa del poste o cámara a conectar, incluyendo las coordenadas geográficas del de la ubicación del punto de conexión.
 - iv. Capacidad Instalada en MW del proyecto PMGD a conectar, considerando su componente de generación y su componente de almacenamiento, en caso de que corresponda.
 - v. Capacidad de inyección en MW del proyecto PMGD a conectar.
 - vi. Capacidad de inyección de la componente de Almacenamiento asociada al bloque horario solicitado de inyección, expresada en MWh, en caso de que corresponda. Lo anterior de acuerdo a lo definido en el Artículo 1-11.
 - vii. Perfil de generación esperado del proyecto PMGD identificando su componente de generación y de almacenamiento, en caso de que corresponda. Asimismo, se deberán identificar claramente los bloques horarios de inyección, en caso de que corresponda.
 - viii. Indicar si el PMGD operará como Autoproducer.
- c. Documentación para iniciar la revisión de la SCR
 - i. Para terrenos de propiedad privada: Título de dominio vigente del propietario del inmueble donde el proyecto estará emplazado, junto a copia de la cédula de identidad del propietario o del respectivo representante, acompañando la personería con la facultad de disponer del inmueble en caso de ser correspondiente. Además, debe adjuntar declaración jurada del propietario del inmueble en donde el proyecto estará emplazado que indique que brinda su autorización para el emplazamiento del PMGD en el inmueble de su propiedad, o bien, declaración jurada de la persona que, en su calidad de usufructuario, arrendatario,

- concesionario o titular de servidumbres, o en su defecto, en virtud de un contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno, indique que se encuentra habilitado para disponer del inmueble con el fin de que en él se desarrolle el proyecto.
- ii. Para terrenos fiscales: El Interesado deberá adjuntar una declaración del Ministerio de Bienes Nacionales, en la que señale que el inmueble es de propiedad fiscal y se encuentra disponible para el emplazamiento de un proyecto energético.
 - iii. Derechos de Agua en caso de que corresponda, acreditando el título que faculte al Interesado para el uso de las aguas para generación de energía eléctrica.
 - iv. Declaración Jurada del titular del proyecto, indicando que el terreno acreditado en ii., cuando corresponda, posee las características necesarias del PMGD que se desea construir.
 - v. Comprobante de pago del 20% del costo total de la elaboración de los estudios de conexión, de acuerdo a los costos de elaboración y revisión de los estudios de conexión que se requieran para evaluar la conexión del PMGD.
- d. Responsabilidad de quien realizará los estudios técnicos, si estos serán realizados por el Interesado o por la Empresa Distribuidora.
 - e. Solicitud de evaluación para conexión mediante un Proceso de Conexión Expeditivo, en caso de que aplique.
 - f. Cronograma de ejecución del proyecto, el cual deberá contener las exigencias establecidas en el Artículo 3-4.
 - g. Datos de conexión
 - i. Capacidad instalada de PMGD y de consumos propios.
 - ii. Indicar si pertenece o no a una Instalación Compartida.
 - iii. Indicar si dispone de una componente de Almacenamiento.
 - iv. Capacidad de Inyección y previsión de energía anual, según lo indicado en el Artículo 3-45.
 - v. Vida útil del PMGD o PMGD con componente de Almacenamiento, en este último caso indicando la vida útil de la componente de generación y de la componente de almacenamiento.
 - h. Tipo de instalación de unidades generadoras, tales como, máquinas sincrónicas o asincrónicas, con o sin convertidor de frecuencia, unidades generadoras de corriente continua con inversor, entre otras.
 - i. Datos técnicos asociados al tipo de instalación
 - i. Recurso energético primario.
 - ii. Modos de operación.
 - iii. Datos del inversor (en caso de que aplique).
 - iv. Transformador de la máquina (si es necesario instalar).
 - v. Protecciones RI.
 - vi. Unidades de compensación.
 - vii. Descripción de la línea particular de interconexión del PMGD (en caso de que aplique): Documentar red particular de interconexión del PMGD mediante un diagrama unilineal

con sus características técnicas y franja a utilizar (BNUP o servidumbre privada). Además, se debe incluir en archivo ".kmz" el trazado de la misma.

La Empresa Distribuidora deberá informar, mensualmente, los ingresos de las SCR a la Superintendencia, de acuerdo con los medios y formatos que esta determine para tales efectos.

Artículo 3-4. Cronograma de ejecución del proyecto

El cronograma de ejecución del proyecto debe presentarse junto con la SCR e individualizar los hitos que acrediten el avance del Proyecto. Los plazos deben ser concordantes con lo estipulado en el Reglamento. El cronograma deberá contener, al menos:

- a) Fecha de ingreso e indicación del permiso a presentar para acreditar la tramitación ambiental, si corresponde.
- b) Fecha de ingreso e indicación de los permisos a presentar para acreditar la tramitación de los permisos sectoriales, si corresponde.
- c) Fecha considerada para la obtención de la declaración en construcción del proyecto por parte de la Comisión.

Para acreditar el inicio de tramitación ambiental deberá presentarse la declaración de impacto ambiental, el estudio de impacto ambiental o la carta de pertinencia ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental, y la acreditación del inicio de la tramitación sectorial, cuando corresponda. Si el proyecto PMGD fuera calificado de impacto no significativo, deberá presentar una declaración jurada en la que se señale que el proyecto no requiere ser ingresado al Servicio de Evaluación Ambiental, o bien, que no requiere de la tramitación de permisos sectoriales.

La acreditación de la declaración en construcción del proyecto debe considerar lo dispuesto en la normativa vigente al efecto.

Artículo 3-5. Orden para resolver las SCR

La Empresa Distribuidora deberá verificar si el Interesado cumple con los requisitos necesarios para iniciar la revisión de la SCR. En un plazo máximo de 10 días, contados desde la recepción de la SCR, la Empresa Distribuidora deberá notificar al Interesado si cumple o no con los requisitos establecidos en el Artículo 3-3. En caso de no cumplir con los requisitos, el Interesado tendrá un plazo de 5 días, desde la notificación de la Solicitud de Complemento de la SCR, para subsanar la documentación omitida o incompleta. En tal caso, la Empresa Distribuidora deberá responder y manifestar su conformidad respecto a la nueva presentación dentro de un plazo de 10 días y notificar a los interesados del ingreso de una nueva SCR. En caso de que el Interesado no subsane la presentación de la documentación emitida, o lo realice fuera de los plazos establecidos, deberá ingresar una nueva SCR.

Si se presentan dos o más SCR en un mismo Alimentador, la Empresa Distribuidora deberá resolverlas en función de la hora y fecha de ingreso de la SCR. En caso de que la SCR fuese objeto de

observaciones por parte de la Empresa Distribuidora, se considerará como fecha y hora de ingreso aquella correspondiente a la presentación donde se hayan subsanado las observaciones.

En el caso de que, por reconfiguraciones topológicas permanentes, como cuando dos Alimentadores independientes pasen a ser uno solo o una parte del Alimentador sea transferido a otro, el orden para iniciar la revisión de las Solicitudes de Conexión a la Red que se encuentran en curso en ambos Alimentadores será redefinido en función de la hora de ingreso. Sin perjuicio de lo anterior, los dos primeros lugares del orden referido serán ocupados por quienes se encontraban en el primer lugar en su respectivo Alimentador, priorizando entre ellos según la hora de ingreso que hayan tenido.

La revisión de la SCR aceptada por la Empresa Distribuidora y los plazos para la emisión del ICC comenzarán a regir una que se haya resuelto la SCR precedente, lo cual corresponderá a la fecha de manifestación de conformidad del ICC por parte del Interesado del proceso precedente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 3-12.

Artículo 3-6. Declaración de Admisibilidad

La Empresa Distribuidora deberá verificar que la información provista por el Interesado en su respectiva SCR cumple con lo dispuesto en la presente norma técnica y con la demás normativa vigente. Esta verificación deberá ser respondida dentro de los plazos estipulados en el Reglamento. Además, la Empresa Distribuidora deberá utilizar el formulario que destine la Superintendencia para tal efecto, realizando las validaciones correspondientes conforme las exigencias establecidas en el Reglamento. El formulario deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) Verificación del pago del 20% del costo total de la elaboración de los estudios de conexión.
- b) Validación del polígono de emplazamiento, el cual no deberá compartir parcial o totalmente con otro polígono con SCR vigente, declarado previamente. Dicha condición no aplicará en tanto se refiera a la inclusión de la componente de almacenamiento a un proyecto existente o con SCR declarada admisible
- c) Validación del Punto de Conexión, si este tiene acceso, pertenece a sus redes eléctricas o son parte de las instalaciones de un tercero.
- d) Identificación de que el PMGD califica como un proceso expeditivo.

Por otro lado, la Empresa Distribuidora deberá señalar en la misma respuesta, lo siguiente:

- a) Identificación de la posición de revisión en el alimentador -orden de prelación -además, de una fecha estimada de respuesta a la SCR, en caso de que existan procesos precedentes.
- b) Resumen del estado de tramitación de las SCR en el Alimentador, señalando la cantidad de procesos expeditivos y la potencia asociada de cada uno, incluyendo los PMGD que se encuentran en estado de operación con factor de planta superior al 5%. Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá indicar si el proceso de conexión corresponde a uno de alto impacto de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3-25 de la presente norma técnica.

En esta etapa, la Empresa Distribuidora deberá realizar las verificaciones del Punto de Conexión conforme los antecedentes presentados por el PMGD en su respectiva SCR, revisar si existe posibilidad de conexión, y verificar si dicha instalación corresponde a la Empresa Distribuidora o a un tercero.

En caso de que no sea factible la conexión de acuerdo con lo señalado en el inciso anterior, la Empresa Distribuidora podrá proponer alternativas de interconexión que viabilicen la conexión del PMGD a la Red de Distribución, pudiendo ser el intercambio del Punto de Conexión por una estructura aledaña disponible. Sin perjuicio de lo anterior, y solo en casos excepcionales, la Empresa Distribuidora podrá acordar con el Interesado otra alternativa para el Punto de Conexión, en cuyo caso las condiciones deberán ser establecidas entre las partes. La Empresa Distribuidora solicitará al interesado que rectifique su SCR de acuerdo con las recomendaciones presentadas, la que deberá ser presentada conforme los plazos establecidos en el Reglamento. Se considerará como fecha y hora de ingreso de la SCR correspondiente, a la presentación donde se hayan subsanado o rectificado las observaciones de la Empresa Distribuidora.

No podrán ser admitidas a tramitación las SCR que compartan total o parcialmente el Polígono de localización de una SCR declarada admisible previamente y que aún se encuentre vigente.

Artículo 3-7. Respuesta a las Solicitudes de Conexión a la Red

La Empresa Distribuidora deberá dar respuesta a la SCR emitida por el Interesado, una vez declarada su admisibilidad mediante el formulario que destine la Superintendencia para tal efecto. En caso de que existan otras SCR pendientes de respuesta asociadas al mismo alimentador, estas serán atendidas conforme el orden de prelación establecido en el Artículo 3-5 y dentro de los plazos señalados en el Reglamento.

Previo al vencimiento del plazo para dar respuesta a la SCR, la Empresa Distribuidora deberá verificar la validez de la Información Pública disponible en su plataforma pública, la cual deberá estar actualizada. En caso contrario, deberá actualizar o incorporar la información faltante a la fecha de la respuesta a la SCR al Interesado. Dicha información deberá ser concordante con la establecida en el Capítulo 2 de la presente norma técnica. Además, la Empresa Distribuidora deberá comunicar al Interesado la actualización realizada.

Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá adjuntar la siguiente información:

- a) Listado de los Estudios Técnicos y los costos de realización de estos, para el caso de que los PMGD sean considerados en un proceso expeditivo.
- b) Nómina de los PMGD que se encuentren operando en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión del PMGD, incluyendo sus Puntos de Conexión y características principales.
- c) Un listado de los estudios de conexión que se deberán realizar para elaborar el ICC conforme a lo establecido en la presente norma técnica. Dicho listado, deberá incluir el costo detallado de la realización o revisión de cada uno de los estudios de conexión, según corresponda, el tiempo de ejecución de éstos y la modalidad de pago del saldo restante del costo de los estudios de conexión, si es que el Interesado decidiera realizar dichos estudios con la

Empresa Distribuidora, o bien, el saldo restante del costo de la revisión de los mismos en caso de que el Interesado decidiera realizar dichos estudios por cuenta propia.

- d) En caso de que el Interesado lo haya solicitado, la Empresa Distribuidora deberá indicar si el PMGD califica para un proceso de conexión expeditivo, de acuerdo con lo señalado en el Título 3-3, informando la Capacidad Instalada para la Conexión Expeditiva (ICE) y la Capacidad de Inyección para la Conexión Expeditiva (CCE).
- e) La Empresa Distribuidora proporcionará información respecto de la infraestructura y las características de las protecciones, monitoreo y tele comandos que habiliten la coordinación con el PMGD.
- f) En el caso de que el Interesado haya solicitado la conexión para un PMGD con componente de almacenamiento y cuya operación sea coincidente con los bloques horarios B2 (04:00-07:59) y/o B6 (20:00–23:59) de otro PMGD fotovoltaico, la Empresa Distribuidora deberá proporcionar la siguiente información:
 - i. En el caso de PMGD fotovoltaicos que se encuentren en operación, los valores de inyección horarios máximos registrados durante los últimos doce meses del período anterior a la revisión del Estudio, conforme a los registros disponibles del PMGD.
 - ii. En el caso de PMGD fotovoltaicos que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, se encuentren en operación por un período inferior a 12 meses o que cuenten únicamente con ICC aprobado o en proceso de aprobación, el perfil de generación declarado en la respectiva SCR.

Si el Interesado señaló en su SCR que este debe someterse a un proceso expeditivo, y se cumple con lo establecido en el Título 3-3 de la presente norma técnica, se entenderá que éste produce un impacto no significativo en la red de la Empresa Distribuidora. La respuesta a la SCR será conforme lo establecido en el Reglamento.

En aquellos casos en que el proyecto de PMGD no cumpla con lo establecido en el Título 3-3 de la presente norma técnica, la Empresa Distribuidora deberá indicar, en la respuesta a la SCR, la máxima potencia que podría tener el PMGD para ser clasificado dentro de un proceso expeditivo. En tal caso, el Interesado podrá manifestar su interés en reducir la potencia en la manifestación de conformidad de la respuesta a la SCR, adjuntando una SCR actualizada con la potencia modificada. De ser así, mantendrá su posición en el proceso de análisis de la SCR en el Alimentador.

Artículo 3-8. Cambios no significativos a una SCR vigente

Los Interesados en conectar un nuevo PMGD podrán modificar las condiciones consignadas en sus respectivas SCR, previo a su conexión y operación de su sistema, siempre y cuando las modificaciones no correspondan a cambios significativos. Dichas modificaciones no podrán causar impactos en las redes de distribución y/o implicar costos adicionales a la Empresa Distribuidora. Se entenderá por cambio significativo aquellos cambios que están establecidos en el Reglamento, tales como aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, salvo que esta se deba a una restricción técnica por aplicación de estándar constructivo en instalaciones distintas al segmento de

distribución, modificaciones del emplazamiento o cambio en la tecnología de generación, incorporación de una componente de almacenamiento, o las que pudiesen generar un impacto significativo en el sistema eléctrico.

En todos los casos en que un ICC dejase de estar vigente o presente cambios significativos a una SCR vigente, el interesado deberá presentar una nueva SCR. Dentro de los diez días siguientes a la pérdida de vigencia del ICC, la Empresa Distribuidora deberá notificar a los Interesados que pudiesen verse afectados y señalarles las medidas que deberán adoptar.

Artículo 3-9. Calificación del Proceso Expeditivo

Si el PMGD no cumple con lo establecido Título 3-3 y no ejerce la facultad establecida en el inciso final del Artículo 3-7 de la presente norma técnica, la Empresa Distribuidora indicará al Interesado los estudios técnicos que deberán realizarse para evaluar el impacto de la conexión del PMGD a la red, de acuerdo a lo establecido en la respuesta de la SCR. Los estudios técnicos a realizar no podrán incluir estudios adicionales a los indicados en el Título 3-4.

Dentro de los 5 días posteriores a la recepción de la respuesta a la SCR, el Interesado deberá comunicar a la Empresa Distribuidora si los estudios serán realizados por cuenta propia o por la Empresa Distribuidora, utilizando para ello el formulario de conformidad de la respuesta que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) Datos relacionados con el PMGD.
- b) Conformidad de respuesta de SCR.
- c) Conformidad de bajar potencia para calificar como proceso expeditivo.
- d) Conformidad de emisión de ICC modificando equipamiento de protección fuera de la subestación primaria, según lo dispuesto en el Artículo 3-10.
- e) Aceptación de realización de estudios técnicos.
- f) Especificación de si los estudios técnicos serán realizados por terceros o por la Empresa Distribuidora.

Si transcurridos los 5 días el interesado no ha entregado el formulario de conformidad de respuesta, deberá presentar una nueva SCR para continuar con el proceso de conexión. Sin perjuicio de lo anterior, ambas partes deberán acordar un cronograma para la realización de los estudios técnicos y la emisión de observaciones correspondientes. El plazo final para la entrega de los estudios técnicos y sus observaciones no podrá exceder el plazo establecido por el Reglamento para la emisión del ICC.

Artículo 3-10. Proceso de Conexión Expeditivo y Estudio de Protecciones

En aquellos casos en que el PMGD cumple con los criterios establecidos en el Título 3-3, a excepción de lo establecido en el inciso quinto del Artículo 3-23 (referente al estudio de protecciones que determina el requerimiento de modificaciones a nivel de equipamientos de protección fuera de la

subestación primaria de distribución), la Empresa Distribuidora deberá enviar al Interesado el estudio de coordinación de protecciones al que hace referencia el Artículo 3-23. Junto con este, deberá incluir los costos de los equipos de protección que debe reemplazar en el Alimentador para permitir una correcta coordinación de protecciones. Además, la Empresa Distribuidora deberá enviar el formulario de respuesta a la SCR, y comunicar el ICC al interesado dentro de los veinte días siguientes a la emisión de la respuesta de la SCR.

Artículo 3-11. Realización de los Estudios Técnicos

Los estudios técnicos de conexión deberán cumplir con las indicaciones establecidas en el Título 3-4 de la norma técnica. Estos deberán ser desarrollados acorde a las etapas descritas en el Reglamento y las disposiciones establecidas por la Superintendencia, mediante formularios y anexos que se destinen para tal efecto. Los estudios deberán considerar las siguientes etapas:

- a) Elaboración de estudios de conexión y obtención de resultados preliminares
- b) Revisión de los resultados preliminares de estudios de conexión
- c) Ajustes de los resultados de estudios de conexión
- d) Realización de observaciones finales a resultados de estudios
- e) Obtención de resultados finales de estudios de conexión
- f) Detalle de la Ingeniería asociada a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

Cada etapa de revisión de los estudios de conexión deberá considerar los escenarios de conexión descritos Artículo 3-27 de la norma técnica. La presentación de los resultados y sus respectivas observaciones dependerá del responsable de realizar los estudios de conexión. Sin embargo, el desarrollo de los estudios de conexión deberá contemplar, al menos, la realización de las etapas indicadas en los literales a), b) y e) del presente artículo.

Asimismo, en cada etapa que fuese pertinente, se deberá presentar una revisión de los estudios, identificando la etapa del proceso de evaluación y resumiendo los cambios aplicados en respuesta a las observaciones realizadas o las aclaraciones correspondientes. Lo anterior, deberá efectuarse mediante los formularios respectivos que disponga la Superintendencia.

El desarrollo de los estudios de conexión deberá concluir antes del vencimiento de los plazos máximos establecidos en el Reglamento.

Los resultados finales de los estudios de conexión deberán indicar, al menos, las condiciones preexistentes a la conexión del PMGD; las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa técnica vigente; las desviaciones provocadas por la conexión del PMGD y sus respectivas Obras de Conexión clasificadas como Obras Adicionales, Adecuaciones y/o Ajustes, en caso de que estas correspondan; las posibles congestiones en el sistema de transmisión zonal adyacente y su limitación de inyección respectiva, en conformidad con lo establecido en el artículo 88° de Reglamento; las restricciones de operación, maniobra y ajuste de protección del PMGD; y, los

bloques horarios considerados de generación en caso de que disponga de una componente de almacenamiento.

Estos resultados deberán ser incorporados en la emisión del ICC y utilizarse para la determinación de los costos de conexión.

Finalmente, la entrega de los estudios y sus respectivas correcciones deberá incluir el modelo de red utilizado en las evaluaciones, con el objeto de que estos puedan ser auditables y replicables por terceros, en caso de ser necesario.

Artículo 3-12. Informe de Costos de Conexión y emisión del ICC

Una vez obtenido los resultados finales de los estudios de conexión, la Empresa Distribuidora realizará el Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión según lo establecido en el Título 3-6 de la presente norma técnica. Asimismo, informará los Factores de Referenciación vigentes en el Alimentador, según lo dispuesto en el Capítulo 4, y emitirá, dentro del plazo establecido en el Reglamento, el formulario que destine la Superintendencia para tal efecto, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Identificación del proceso de conexión.
 - i. Nº de solicitud y de proceso de conexión
 - ii. Fechas de ingreso del formulario, de la SCR y de entrega del ICC.
- b. Datos relacionados con el PMGD.
 - i. Nombre del proyecto.
 - ii. Especificaciones del Punto de Conexión, incluyendo poste, Alimentador, tensión y subestación asociada.
 - iii. Ubicación del PMGD, incluyendo comuna, región y coordenadas.
- c. Informe de criterios de conexión (ICC), el cual debe incluir el Factor de Referenciación vigente del Alimentador.
- d. Costos de Conexión al SD.
- e. Fecha de vigencia del ICC.
- f. Información de los requisitos técnicos que debe verificar el Coordinador en una etapa posterior, para que se autorice la puesta en servicio del PMGD.
- g. Informe de los Costos de Conexión para PMGD evaluados en un proceso expeditivo.
 - i. Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento sin PMGD.
 - ii. Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento con PMGD
- h. Flujo de potencia e identificación de escenarios de posibles congestiones en transmisión zonal.

- i. Informe de estudio de flujo de potencia adjunto.
- ii. Información respecto a si existe una limitación de la inyección del PMGD por efecto de congestiones a nivel de transmisión, si corresponde.
- iii. Obras Adicionales.

En caso de que el PMGD solicite y cumpla con los requerimientos de un proceso de conexión expeditivo, el ICC incluirá los Costos de Conexión de un PMGD no significativo.

El Interesado podrá manifestar su disconformidad respecto de lo señalado en el ICC y solicitar las respectivas correcciones dentro de los plazos establecidos en el Reglamento. Para ello, deberá presentar los antecedentes que fundamenten su disconformidad, utilizando el formulario que la Superintendencia destine para tal efecto, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Datos relacionados con el PMGD.
 - i. Nombre del proyecto y Alimentador donde se conecta.
 - ii. N° de proceso de conexión y de solicitud de ICC.
 - iii. Fecha de entrega de ICC.
- b. Declaración de conformidad de ICC por parte del Interesado

En caso de disconformidad por parte del Interesado, la Empresa Distribuidora deberá responder a la solicitud de corrección dentro de los plazos establecidos en el Reglamento.

Una vez que el Interesado manifieste su conformidad con el ICC, la Empresa Distribuidora deberá comunicarlo a los Interesados, al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente, a la Superintendencia y al Coordinador. Para ello, enviará una copia del ICC y del estudio de flujo de potencia. En caso de existir congestiones, este último deberá incluir la información y la base de datos utilizada para su desarrollo.

Artículo 3-13. Requisitos para la acreditación de avance del proyecto

El Interesado deberá presentar a la Empresa Distribuidora, a más tardar dentro del mes siguiente al vencimiento de cada hito, los antecedentes que acrediten de avance del proyecto, de acuerdo con el cronograma de ejecución del proyecto señalado en el Artículo 3-4. Dicho cronograma deberá elaborarse conforme a las condiciones establecidas en el Reglamento, mediante el formulario que la Superintendencia destine para tal efecto.

Los hitos que debe informar el Interesado a la Empresa Distribuidora para dar cumplimiento a lo indicado son los siguientes:

- a) Constancia de ingreso del inicio de tramitación ambiental, emitido por el Servicio de Evaluación Ambiental.
- b) Constancia de entrega de los permisos sectoriales solicitado a los organismos respectivos, en caso de que corresponda.

- c) Resolución de la declaración en construcción del proyecto emitida por la Comisión Nacional de Energía.

En caso de que el Interesado no cumpla con la entrega de antecedentes para la acreditación del avance del proyecto, la Empresa Distribuidora deberá comunicar la pérdida de vigencia del ICC al PMGD afectado, en un plazo no superior a 5 días de transcurrido el mes siguiente al vencimiento del plazo de alguno de los hitos establecidos en el cronograma de ejecución. El Interesado dispondrá de un plazo de 5 días para presentar los antecedentes respectivos. De no hacerlo, se considerará la pérdida de vigencia del ICC. En tal caso, la Empresa Distribuidora deberá informar esta situación a los Interesados que pudiesen verse afectados, señalando las medidas respectivas a adoptar, y comunicarlo a la Superintendencia a través del medio que esta establezca para tal efecto.

La Superintendencia definirá, en caso de ser necesario, requisitos adicionales para dar cumplimiento a las condiciones para dar acreditación de avance de los proyectos, definiendo el formato y la forma en que estos deben ser comunicados a dicho Servicio.

Artículo 3-14. Notificación de Conexión

Dentro de la vigencia del ICC y previo a la conexión del PMGD, una vez presentada la comunicación de interconexión a la Superintendencia y una vez obtenido el TE-7, y obtenida la autorización por parte del Coordinador para el inicio de la etapa de puesta en servicio, el propietario u operador del PMGD deberá notificar la conexión a la Empresa Distribuidora. Esta notificación deberá realizarse mediante el formulario que la Superintendencia destine para tal efecto, el cual deberá contener, al menos:

- a. Datos de la Solicitud;
 - i. Nombre completo y documento de identificación del representante legal o persona jurídica, acompañado la personería respectiva en caso de que corresponda.
 - ii. Identificación y clase del instalador eléctrico.
 - iii. Dirección del inmueble donde está emplazado el proyecto.
 - iv. Descripción del proyecto, tecnología, potencia de inyección, limitación por congestiones, punto de conexión y vértices del polígono de emplazamiento.
 - v. Fecha estimada de interconexión.
 - vi. En caso de realizar PES por etapas, señalar la potencia máxima conectada mientras se estén ejecutando las obras adicionales. Incluyendo el estudio de ajustes de protecciones, en caso de que los estudios técnicos no hayan sido de responsabilidad de la Empresa Distribuidora.
- b. Documentación de antecedentes:
 - i. Documento emitido por la Empresa Distribuidora que acredite el término de las Obras Adicionales, excepto si es una PES por etapas;
 - ii. Contrato de Conexión firmado entre las partes;

- iii. Comunicación de interconexión del PMGD realizada ante la Superintendencia , una vez obtenido el TE-7;
- iv. Resolución mensual de la Comisión donde figure el PMGD como declarado en construcción; y,
- v. Autorización por parte del Coordinador para el inicio de la etapa de puesta en servicio.

En caso de que la información sea incompleta o errónea, la Empresa Distribuidora podrá solicitar la corrección de la NC dentro del plazo señalado en el Reglamento.

Artículo 3-15. Puesta en Servicio

La interconexión y energización del PMGD deberán ser supervisadas por la Empresa Distribuidora en la fecha acordada con el propietario u operador del PMGD, debiendo realizar los ajustes necesarios al momento de ejecutar la conexión.

En caso de que la interconexión no sea materializada por causas atribuibles al propietario u operador del PMGD, la Empresa Distribuidora deberá dejar constancia de dicha situación y enviar una copia al propietario u operador del PMGD, así como a la Superintendencia, utilizando el formato y medio que esta última disponga. En dicho caso, la conexión se considerará la fallida y el PMGD deberá presentar una nueva NC.

En aquellos casos en que durante la interconexión se detectasen diferencias respecto a lo informado en la NC, la Empresa Distribuidora deberá, dentro del plazo establecido en el Reglamento, entregar al propietario u operador del PMGD un informe detallando las razones que fundamentan las diferencias que impidan la conexión del PMGD. Asimismo, deberá informar la situación a la Superintendencia. En caso de que el propietario presente un desacuerdo con dicho informe, podrá resolverlo directamente con la Empresa Distribuidora o a través de la presentación de una controversia de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 5.

Del mismo modo, si persisten las diferencias o se imponen nuevas condiciones por parte de la Empresa Distribuidora, el propietario u operador del PMGD podrá formular su reclamo ante la Superintendencia, la que resolverá de acuerdo con el procedimiento establecido en la normativa pertinente.

Finalmente, en caso de que el propietario u operador realice los ajustes necesarios para subsanar las diferencias detectadas, deberá enviar una nueva comunicación de interconexión al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia, en los términos dispuestos en el Reglamento, y presentar una nueva NC.

Las pruebas de puesta en servicio deberán ser las que se establecen en el Título 8-3 de la presente norma técnica.

Título 3-3 Determinación del Proceso de Conexión Expeditivo

Artículo 3-16. Generalidades

Los PMGD que deseen conectarse al Sistema de Distribución, cuya Capacidad Instalada prevista a conectar no exceda la Capacidad Instalada para acceder a un Proceso Expeditivo y que su Capacidad de Inyección prevista no supere la Capacidad de Inyecciones del Proceso Expeditivo, no requerirán de la realización de las Obras Adicionales. Un PMGD solo podrá ser evaluado en un proceso expeditivo si sus excedentes de potencia son menores o iguales a 1,5 MW. Asimismo, deberá cumplir con los criterios indicados en el Artículo 3-17 y Artículo 3-23.

Durante la evaluación de los criterios para determinar si un PMGD califica para un Proceso de Conexión Expeditivo, no deberán considerarse en los modelos de la red de distribución los Generadores de Emergencia Móvil ni los generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%.

Para esta evaluación, se deberán considerar los GD conectados y previstos de conectar al SD. En el caso de los EG previstos a conectar, solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW y que cuenten con una solicitud de conexión aprobada por la Empresa Distribuidora. Si la suma de EG en el alimentador supera los 100 kW de Capacidad Instalada, estos deberán ser representados como un EG equivalente para efectos de simulación. Se entenderá por PMGD previstos a conectar a aquellos que cuenten con un Informe de Criterios de Conexión aprobado y vigente, así como los proyectos que ya se encuentren conectados o declarados en construcción.

Para proyectos que contengan una componente de almacenamiento, el análisis deberá considerar la máxima capacidad de generación declarada del sistema de generación.

Para los PMGD con componente de almacenamiento y ajuste horario se deberán realizar los análisis contemplados en el presente Título, considerando la potencia máxima de inyección en los bloques horarios solicitados en su SCR.

Artículo 3-17. Capacidad Inyección para la Conexión Expeditiva

Para establecer la Capacidad de Inyección para la Conexión Expeditiva se debe considerar el impacto del PMGD sobre:

- a) La corriente que circula por la red de distribución ($ICE_{Alimentador}$); y,
- b) Efectos sobre la regulación de la tensión (ICE_{RT});

La ICE_{PMGD} corresponderá al valor más restrictivo que resulte de la aplicación de los dos criterios:

$$ICE_{PMGD} = \text{Min}(ICE_{Alimentador} , ICE_{RT})$$

Artículo 3-18. Impacto sobre la corriente que circula por el SD

Con el fin de asegurar que la potencia a inyectar en el Alimentador no sobrepase la capacidad de diseño de éste, se deberá verificar que dicha potencia sea igual o inferior a la capacidad de diseño de los tramos del alimentador que se ubican entre el punto de conexión del PMGD y la subestación primaria de distribución.

Esta verificación deberá considerar el elemento con la menor capacidad de diseño de los equipos de operación, maniobra o protección ubicados aguas arriba del Punto de Conexión. Asimismo, se deberán considerar los GD conectados o previstos a conectar en el Alimentador, junto con las demandas localizadas aguas abajo del elemento analizado.

Se excluye del análisis de los equipos de protección, cualquier limitación en capacidad que puedan producir los fusibles. Sin embargo, en caso de que un fusible restrinja la potencia máxima a inyectar por el PMGD, éste deberá ser reemplazado por el Interesado. Aún así, el PMGD podrá seguir siendo evaluado a través del procedimiento expeditivo.

De esta forma, para determinar la $ICE_{Alimentador}$ deberá comprobarse que no existan congestiones en algún elemento del Alimentador, en horarios nocturnos (ICE_{Alim_noche}) y diurnos (ICE_{Alim_dia}) para los PMGD conectados.

$$ICE_{Alim_noche} = CAP_{diseño} + D_{MIN_noche} - \left(\sum_i GD_{noSolar_i} + \sum_j GD_{solar+CA_j} + \sum_k EG_{noSolar_k} + \sum_l EG_{solar+CA_l} \right)$$

$$ICE_{Alim_dia} = CAP_{diseño} + D_{MIN_dia} - \left(\sum_i GD_{noSolar_i} + \sum_j GD_{solar+CA_j} + \sum_n GD_{solar_n} + \sum_k EG_{noSolar_k} + \sum_m EG_{solar_m} + \sum_l EG_{solar+CA_l} \right)$$

Con todo, el $ICE_{Alimentador}$ se determina como:

$$ICE_{Alimentador} = \text{Min}(ICE_{Alim_noche} , ICE_{Alim_dia})$$

Donde,

- $CAP_{diseño}$: Corresponderá al componente de menor capacidad ubicado entre el punto de conexión solicitado y la cabecera del alimentador de distribución (vía de evacuación del PMGD en análisis).
- D_{MIN_noche} : Demanda mínima, en horas sin sol, del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del elemento serie, identificado en la capacidad de diseño, expresada en MW, en estado normal de operación. 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 aguas abajo elemento serie de menor capacidad identificado, y el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución de Alimentador.
- D_{MIN_dia} : Demanda mínima, en horas con sol, del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del del elemento serie de menor capacidad del Alimentador, expresada en MW, en estado normal de operación. 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 aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado, y el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución de Alimentador.

- $GD_{noSolar_i}$: Potencia máxima a inyectar por un Generador Distribuido con fuente de energía primaria distinta a la solar i , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento, conectado o previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado.
- $GD_{Solar+CA_j}$: Potencia máxima permitida por el ICC a inyectar por un Generador Distribuido solar j , considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.
- GD_{Solar_n} : Potencia máxima permitida por el ICC a inyectar por un Generador Distribuido solar n , conectado o previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.
- $EG_{noSolar_k}$: Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación con fuente de energía primaria distinta a la solar k , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento, previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado. Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación con fuente de energía primaria distinta a la solar k , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento, previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.
- EG_{Solar_m} : Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación solar m , previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado. Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación solar m , previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.
- $EG_{Solar+CA_l}$: Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación solar l , considerando su componente de almacenamiento de energía, previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado. Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación solar l , considerando su componente de almacenamiento de energía, previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.

Para los cálculos anteriores, se considerará que las horas con sol dependerán de la zona geográfica a la cual pertenece el GD y corresponderán al intervalo comprendido entre la Hora de Salida y Hora de Puesta, según lo definido en la Tabla 2.

Tabla 2 Horas de Salida y Puesta de Sol

| Zona Geográfica | Hora de Salida | Hora Puesta |
|--|----------------|-------------|
| Regiones de: Arica y Parinacota, de Tarapacá y de Antofagasta | 7:00 | 20:30 |
| 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 | 6:30 | 21:30 |

En caso de que D_{MIN_noche} y D_{MIN_dia} no sean conocidas, estas se estimarán como un 30% de las demandas máximas respectivas.

Si un PMGD se encuentra operando o está previsto de conectar aguas arriba del PMGD en estudio, se deberá realizar el mismo análisis para el tramo del Alimentador donde se encuentra conectado el PMGD existente o donde informó como su Punto de Conexión el PMGD previsto de conectar, considerando al PMGD en estudio dentro de la sumatoria de PMGD ubicados aguas abajo.

Cuando un segmento del Alimentador ubicado aguas arriba del Punto de Conexión tenga una capacidad de carga inferior a la del segmento inmediatamente aguas abajo, la metodología anterior también deberá ser aplicada dicho segmento de menor capacidad. Sin embargo, esta condición no será aplicable a la verificación preliminar.

Artículo 3-19. Impacto sobre la regulación de voltaje

Para evitar desvíos permanentes de tensión fuera de los rangos permitidos debido a la conexión de un PMGD en un determinado Alimentador, se calculará el impacto de la variación de tensión previa a su conexión, utilizando la siguiente fórmula:

$$ICE_{RT} = \frac{S_{CCRedFA}}{Kvp} - \sum S_{GD} \geq Proyecto\ en\ Análisis$$

Donde,

- $S_{CCRedFA}$: Potencia de cortocircuito en el punto más lejano del Alimentador asociado al circuito de red que queda conectado aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD, expresado en MVA, sin considerar el aporte de los otros medios de generación y sin la central en evaluación.
- Kvp : Constante de variación de tensión máxima permanente, equivalente a 20.
- S_{GD} : Capacidad instalada de los EG y PMGD conectados y/o previstos de conectar al Alimentador MT al cual se desea conectar el interesado, expresado en MVA (No se considera el PMGD en análisis).

Adicionalmente, se deberá verificar que la variación de tensión se encuentre dentro de los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

La variación de tensión que genera un PMGD se calculará según la fórmula siguiente:

$$\Delta V = \frac{S_{PMGD} \cos(\varphi - \sigma)}{S_{cc}}$$

Donde,

- S_{PMGD} : Potencia aparente del PMGD en MVA.
- S_{cc} : Potencia de cortocircuito en el Punto de Conexión en MVA, sin considerar el PMGD.
- φ : Ángulo de la impedancia equivalente de la red en el Punto de Conexión en grados o radianes sin considerar el PMGD en evaluación.
- σ ¹ : Ángulo entre la corriente y la tensión del PMGD en grados o radianes considerando el PMGD.

A efectos de que se considere que el PMGD del Interesado cumple con el criterio de tensión, las variaciones de tensión deberán ajustarse a los límites señalados en la Tabla 3, según los índices de densidad establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, o la que la reemplace.

Los puntos del Alimentador a analizar serán determinados por la Empresa Distribuidora, considerando, al menos, el punto de conexión solicitado por el PMGD, el punto de interconexión del ramal donde se conectará, la cabecera del alimentador, y el punto de conexión de cada PMGD conectado o previsto a conectar.

Tabla 3 Límites para Regulación de Tensión.

| Densidad de red Tensión de red | Alta y Media ² | Baja y Muy Baja ³ |
|-----------------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Media Tensión | ±6,0% | ±8,0% |

En caso de que la verificación señalada no se cumpla con el PMGD operando con factor de potencia unitario, se analizará considerando un factor de potencia 0,96 capacitivo para verificar si es posible lograr las desviaciones admisibles. Sin perjuicio de lo anterior, el factor de potencia de operación será entre 0,95 inductivo y 0,96 capacitivo.

Artículo 3-20. Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva

Para establecer la Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva (CCE_{PMGD}) se debe considerar el impacto del PMGD sobre:

¹ Si el PMGD inyecta con factor de potencia unitario, entonces $\sigma = 0$

² Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.

³ Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.

- a) La fluctuación de voltaje (CCE_{FV}); γ ,
- b) La corriente de cortocircuito (CCE_{CC});

La CCE_{PMGD} corresponderá al valor más restrictivo que resulte de la aplicación de los dos criterios:

$$CCE_{PMGD} = \text{Min}(CCE_{FV} , CCE_{CC})$$

Artículo 3-21. Impacto sobre la fluctuación de voltaje

En caso de que el PMGD emplee generadores asincrónicos, se deberá verificar que se cumple la variación de tensión. Quedarán excluidos de esta verificación aquellos generadores asincrónicos que estén conectados mediante un equipo con electrónica de potencia (inversor).

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

$$\frac{S_{cc}}{(K_{mani} * S_{PMGD})} \geq K_{vs}$$

Donde,

- S_{cc} : Potencia de cortocircuito trifásico en el Punto de Conexión en MVA, sin considerar el PMGD en análisis.
- K_{mani} : Valor 4 para generadores doblemente alimentados, 6 para generadores directamente conectados.
- K_{vs} : Constante de variación de tensión máxima en sincronización, equivalente a 16.

La Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva, en términos de la máxima variación de tensión durante la sincronización y expresada en MVA, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$CCE_{FV} = \frac{S_{cc}}{(K_{mani} * K_{vs})}$$

Artículo 3-22. Evaluación del impacto en el nivel de cortocircuito

Para asegurar que la Capacidad Instalada para la Conexión Expeditiva cumpla con la corriente de cortocircuito máxima permitida en la red de distribución, se deberá verificar el cumplimiento de la siguiente expresión:

$$\frac{\sum_i n_i * S_{Amax i}}{S_{cc}} \leq 0,1$$

Donde,

- S_{cc} : Potencia de cortocircuito trifásico en el Punto de Conexión en MVA, sin considerar el PMGD en análisis.
- $S_{Amax i}$: Capacidad Instalada aparente nominal del medio de generación distribuida i conectado y/ o previsto a conectar al Alimentador.
- n_i : Factor de contribución al cortocircuito correspondiente al medio de generación distribuida i.

Dependiendo de las características del generador, cada medio de generación distribuida conectado deberá considerar un factor de contribución a cortocircuito (n_i). Estos factores, determinados según la tecnología empleada, son los siguientes:

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

La Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva, en términos del impacto sobre la corriente de cortocircuito, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$CCE_{cc} = \frac{0,1 S_{cc} - \sum_i n_i S_{GD i}}{n_{PMGD}}$$

Donde,

- n_{PMGD} : Corresponde al factor de contribución a la corriente de cortocircuito del PMGD en análisis, el cual deberá ser de acuerdo con la tecnología de generación, según lo señalado en los literales a), b) o c) anteriores.
- $\sum_i n_i S_{GD i}$: 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 cortocircuito.
- S_{cc} : Potencia de cortocircuito trifásico en el Punto de Conexión en MVA, sin considerar el PMGD en análisis.

Adicionalmente, se deberá verificar el aporte del PMGD a la corriente de cortocircuito, para ello se utilizará el modelo del Alimentador que posea la Empresa Distribuidora o, en su defecto, un modelo de impedancias de secuencia positiva y cero.

Se obtendrán los niveles de cortocircuito en los puntos donde existan equipos de interrupción en el Alimentador, considerando tanto el aporte desde el sistema interconectado como el de otras fuentes contribuyentes a la red. Se considerará que los aportes del PMGD cumplen con este criterio siempre que el cálculo anterior resulte en que ningún equipo de interrupción sobrepase en 85% su capacidad de ruptura.

Artículo 3-23. Evaluación de la coordinación de las protecciones

Finalmente, para determinar que un PMGD puede conectarse mediante un Proceso de Conexión Expeditivo, se debe verificar que el sistema de protecciones proyectado permite mantener una adecuada coordinación con el Sistema de Distribución. Para ello, se deberá analizar el desempeño de los elementos de protección de sobrecorriente que operen ante fallas entre fases y fallas residuales.

La metodología para la verificación del PCE considerará el aporte de cortocircuito que agrega el PMGD al SD y la característica de sobrecorriente asociada a los equipos que forman parte del sistema de protección del Alimentador principal. Para esta verificación, se establecen dos categorías:

- a) Si el Alimentador principal posee curvas de sobrecorriente que clasifican dentro de la categoría extremadamente inversa, ya sea en los equipos de protección asociados y/o en los fusibles que forman parte de la operación coordinada del sistema de protección del SD, se evaluará si el nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en el Punto de Conexión del nuevo PMGD en conjunto con la inyección de los GD existentes en la red de distribución, no aumenta más de un 5% con respecto al nivel de cortocircuito respectivo existente en el mismo punto sin inyección del PMGD.
- b) Si el Alimentador principal posee curvas de sobrecorriente que no clasifican dentro de la categoría extremadamente inversa y no posee fusibles que formen parte de la operación coordinada del sistema de protección asociado al SD, se evaluará de la misma forma anteriormente mencionada, con la diferencia de que el umbral será de un 10% en el Punto de Conexión del nuevo PMGD.

Si el PMGD cumple con los requisitos indicados en este artículo, se considerará que el PMGD tiene verificado el criterio de coordinación de protecciones para ser considerado en un PCE. Sin embargo, es la Empresa Distribuidora quien deberá entregar los ajustes de protecciones asociados al equipo proyectado, en su propio lenguaje de programación.

En caso de que el PMGD no cumpla con alguna de las dos categorías mencionadas, pero sí con los demás criterios del presente título, la Empresa Distribuidora deberá elaborar un estudio de protecciones de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-33. El objetivo será determinar si es posible modificar los ajustes del Sistema de Distribución de modo de permitir una adecuada coordinación del sistema de protecciones ante la incorporación del nuevo PMGD. Si es posible, la Empresa Distribuidora deberá detallar los ajustes de los equipos de protección asociados, respetando la nomenclatura y rangos de ajustes propio de los mismos.

Si, a consecuencia del análisis efectuado, se determina que el sistema de protecciones debe ser modificado no solo en los ajustes, sino también a nivel del equipamiento en la subestación primaria para permitir una adecuada coordinación del sistema de protecciones de la red de distribución, se concluirá que dicho PMGD no podrá ser calificado como PCE. En este caso, corresponderá efectuar un análisis detallado de acuerdo con los estudios técnicos del Título 3-4 de la presente norma técnica.

Para la aplicación del presente artículo, se entenderá que una curva de sobrecorriente es extremadamente inversa si se define de acuerdo con las ecuaciones bajo estándares IEC e IEEE. En caso de que el equipo de protección cuente con curvas que no estén definidas mediante los estándares anteriormente indicados, se considerará que una curva de sobrecorriente extremadamente inversa es aquella que cumple con los siguientes valores de su respectiva pendiente, con una variación no mayor a un 15% respecto del valor indicado, calculada entre los siguientes tramos:

- a) Tramo 1: entre 2 y 5 veces la corriente mínima de operación, pendiente de 0,29 p.u.
- b) Tramo 2: entre 5 y 10 veces la corriente mínima de operación, pendiente de 0,14 p.u.

Para efectos del cálculo en por unidad (p.u.), el tiempo deberá ser normalizado respecto al tiempo de operación mayor que se obtenga sobre la respectiva curva sobrecorriente, entre los dos valores de corriente de pickup evaluados.

Título 3-4 Estudio de Conexión

Artículo 3-24. Generalidades

Si el PMGD no califica para un Proceso Expeditivo de Conexión, la Empresa Distribuidora indicará, a través de la Respuesta a la SCR, los estudios técnicos que deberán realizarse para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución y en la transmisión zonal asociada. Estos estudios no podrán exceder lo indicado en el presente título.

Los estudios técnicos para evaluar el impacto de la conexión del PMGD en la red de distribución se realizarán utilizando un modelo eléctrico del Alimentador, sobre la base del estado normal de operación. Este modelo deberá considerar las impedancias y las longitudes de cada segmento del Alimentador. Además, se modelarán los medios de generación existentes en la red, aquellos previstos de conectar, así como los proyectos futuros en el Alimentador que informe la Empresa Distribuidora, considerando las características técnicas de dichos medios de generación. No deberán ser considerados en los estudios técnicos los Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta menor al 5% durante el año anterior a la evaluación.

Para la realización de los estudios técnicos, se deberán considerar los GD conectados y previstos de conectar al SD. Para el caso de los EG previstos a conectar, solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW, o si la suma de EG en el alimentador supera los 100 kW de Capacidad Instalada. Estos últimos deberán ser representados como EG equivalentes ubicados dónde se considere el escenario más exigente a efectos de la simulación. Se entenderá por “previstos de conectar” a aquellos que tienen solicitud de conexión aprobada por la Empresa Distribuidora para el caso de los EG, y aquellos que cuenten con ICC vigente en el caso de los PMGD.

Asimismo, se deberá realizar el análisis descrito en el Artículo 3-34 de la presente norma técnica para evaluar el posible impacto del PMGD en el sistema de transmisión zonal. En este caso, se deberán considerar todos los Alimentadores que se conectan a la misma subestación primaria, así como también un sistema equivalente que represente la modelación del sistema interconectado.

Artículo 3-25. Alimentadores de Alto Impacto

Serán considerados procesos de conexión de alto impacto cuando se cumplan las condiciones establecidas en los literales siguientes. En dichos casos, los resultados finales de los estudios deberán estar disponibles al sexto mes de comenzada la realización de los estudios, de manera que estos sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC y la elaboración del Informe de Costos de Conexión.

Corresponderán a procesos de conexión de alto impacto aquellos que cumplan con alguna de las siguientes condiciones:

- a) Correspondan a solicitudes de conexión asociadas a alimentadores de distribución que nacen de otros alimentadores propiedad de otra Empresa Distribuidora.
- b) Correspondan a solicitudes de conexión asociadas a un alimentador de distribución en un par comuna-empresa cuya clasificación corresponda a la de menor densidad de clientes, de acuerdo con lo establecido por la NTD, y cuyo punto de conexión sobrepase los 15 kilómetros desde la cabecera del alimentador. Asimismo, en aquellos casos en que el Alimentador se emplace en comunas de distintas densidades de clientes, también se considerará un alimentador de alto impacto cuando su extensión en una comuna, cuya clasificación corresponda a la de menor densidad de clientes, sea al menos el 70% del largo del Alimentador. Esto último, considerando la distancia eléctrica del grupo de conductores eléctricos desde el punto de interconexión del PMGD hasta el origen del alimentador.
- c) Exista una modificación en la topología del Alimentador u ocurra algún vencimiento o desistimiento de algún ICC precedente que no ha sido considerada de acuerdo con los escenarios de operación establecidos en el Artículo 3-27. Esto aplicará siempre que ya se haya iniciado la etapa de revisión de los estudios técnicos.

La Empresa Distribuidora deberá informar en la respectiva respuesta a la SCR si corresponde o no a una solicitud de Alto Impacto. En caso de cumplir con los literales a) y b), se deberá identificar la causal que ha sido considerada para determinar el alto impacto de dicha solicitud. En caso de que ocurra la condición establecida en el literal c), esta deberá ser previa a la fecha establecida para la entrega de los resultados finales de los estudios técnicos de conexión.

Artículo 3-26. Factor de Diseño de las Pérdidas Eléctricas

En caso de que exista una variación de más de un 10% del factor de pérdidas de energía, debido a un aumento en las pérdidas eléctricas en el Alimentador, quién realice los estudios deberá determinar las modificaciones a la red necesarias para que el factor referido no varíe en más de un 10%, considerando el efecto de la operación del PMGD.

Los estudios de conexión deberán determinar el impacto que generen los PMGD en la conexión y operación a las redes de distribución, en las pérdidas eléctricas del Alimentador de Distribución al cual se interconecta, producto de la energía y potencia que estos inyectan. Las pérdidas eléctricas adicionales provocadas por la conexión de todos los GD conectados al alimentador, incluyendo al PMGD que está en estudio, no podrán ser superiores al 10% de la energía máxima demandada en el alimentador, en período de un año.

La verificación deberá considerar los escenarios de demanda y operación establecidos en el Artículo 3-27 de la presente Norma Técnica. A efectos del cálculo del factor de pérdidas se deben realizar flujos de potencia, de modo tal de percibir el efecto de la correlación de la demanda con la generación disponible que se encuentre en el SD bajo estudio. En los casos que la Empresa Distribuidora lo permita, se podrá reducir la cantidad de horas a evaluar, para lo cual se debe utilizar

una técnica de reducción de escenarios que permitan contar con al menos veinte días representativos por año, los que contarán con su respectiva probabilidad de ocurrencia. Las Obras Adicionales o Ajustes establecidas por factor de pérdidas, deberán ser determinadas por quien realice los estudios de conexión, considerando como criterio la minimización del costo de conexión, las cuales deberán ser consignadas en los respectivos Informes de Costos de Conexión como Obras Adicionales o Ajustes. La valorización será considerando el escenario del literal a), del numeral II., del Artículo 3-27. En caso de ser determinadas por el Interesado, o a quien este designe, deberá ser validada por la Empresa Distribuidora al momento de la revisión de los estudios técnicos.

En aquellos casos en que se modifiquen las condiciones del escenario establecido en el literal a), del numeral II., del Artículo 3-27, la valorización de las Obras Adicionales o Ajustes producto del factor de pérdidas se realizará al momento de la actualización del ICC, a que hace referencia el Artículo 3-42.

Artículo 3-27. Escenarios de Demanda y Operación

Para evaluar el impacto de conexión del PMGD, los estudios técnicos deberán considerar los escenarios mínimos que contemplen los casos más exigentes que puedan ocurrir en la operación del Alimentador. Estos escenarios deberán permitir mantener las conclusiones y resultados, incluso cuando el ICC de un determinado proyecto PMGD asociado al mismo alimentador deje de estar vigente.

I. Escenarios de Demanda

En relación con los escenarios de demanda, los estudios de flujo de potencia deberán considerar, como mínimo, los siguientes escenarios:

- a) Demanda mínima neta del Alimentador.
- b) Demanda máxima neta del Alimentador.

Para determinar la demanda mínima neta y máxima neta, se deberán considerar los niveles de demanda informados por la Empresa Distribuidora, y las posibilidades de coincidencia de los GD, en concordancia con el recurso energético primario. Lo anterior, permitirá evaluar los casos más exigentes a los que se verá sometido el Alimentador y las zonas adyacentes.

En el caso de los sistemas fotovoltaicos, el análisis deberá considerar los bloques de generación y de demanda, limitando su evaluación a las horas de sol. Dichas horas dependerán de la zona geográfica asociada al punto de conexión, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-18, respecto a la Hora de Salida y la Hora de Puesta del sol.

Para aquellos casos que los PMGD con componente de almacenamiento que limiten sus horarios de inyección según los bloques horarios definidos en Tabla 1 del Artículo 1-11, la demanda mínima y máxima corresponderá a la observada dentro de los bloques horarios de inyección solicitados.

II. Escenarios de Operación

Los escenarios de operación a considerar en los estudios técnicos corresponderán, al menos, a los siguientes:

- a) El escenario base, el cual considera a todos los GD previstos a conectar asociados al alimentador donde se presentó la respectiva SCR.
- b) Un escenario de estudio propuesto por la Empresa Distribuidora, considerando el vencimiento o el desistimiento de algún ICC precedente.
- c) Un escenario de estudio propuesto por el Interesado, considerando el vencimiento o el desistimiento de algún ICC precedente.
- d) Considerando el escenario base de estudios según el literal a) del presente artículo, tal que el PMGD opera a una capacidad que no requiere de la realización de las Obras Adicionales en la red de distribución.

En caso de que en el alimentador solo existan dos PMGD con ICC vigente, para dar cumplimiento a los literales b) y c), se deberá considerar el efecto de la desconexión de cada proyecto. En caso de que exista solo un proyecto con ICC precedente, se analizarán únicamente los escenarios establecidos en los literales a), b) y d), donde el escenario b) representará la desconexión del PMGD con ICC vigente, salvo que este haya sido declarado en construcción. En tal caso, se considerarán los escenarios indicados en los literales a) y d) para la revisión del impacto de dicho PMGD a las redes de distribución.

Para los escenarios establecidos en los literales b) y c), se deberán considerar como conectados los proyectos que cuenten con una declaración en construcción vigente, incluyendo los proyectos que ya se encuentren conectados en el Alimentador analizado. Estos antecedentes podrán ser consultados por el Interesado o la Empresa Distribuidora en el listado de los proyectos declarados en construcción emitido por la Comisión.

En caso de que el PMGD requiera conectarse previo a ejecución de sus Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes en la red de distribución, deberá considerar para su conexión el escenario señalado en el literal d), previa verificación de la Empresa Distribuidora de que se mantienen las condiciones revisadas en sus estudios técnicos, el cual deberá presentar la limitación de sus inyecciones de potencia y energía, siempre y cuando se dé estricto cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente norma técnica, y de la normativa vigente. Dicha situación deberá ser comunicada a la Empresa Distribuidora con al menos dos meses de antelación a la notificación de conexión.

Cada escenario de conexión mencionado deberá incorporar las respectivas Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarios para la conexión segura del PMGD y cumplir con las exigencias relacionadas a las pérdidas, conforme lo establecido en el Artículo 3-26. Asimismo, para los escenarios de conexión se deberá indicar la capacidad autorizada para cada escenario de estudios modelado, aplicándose aquel escenario que se encuentre vigente a la hora de conectar el proyecto. En el caso de los PMGD con componente de almacenamiento y con ajuste horario, deberán ser evaluados según los bloques horarios solicitados y considerados en los escenarios más exigentes de

operación, estimando su impacto en coincidencia con la máxima inyección de todos los GD conectados al alimentador.

III. Evaluación de coincidencias horarias en Redes de Distribución

Aquellos PMGD con componente de almacenamiento y ajuste horario, cuya operación sea coincidente con los bloques horarios B2 (04:00 07:59) y/o B6 (20:00–23:59) de otros PMGD, se evaluarán considerando los siguientes criterios:

- a) En el caso de PMGD fotovoltaicos que se encuentren en operación, se considerará como valor de inyección en el período coincidente, el máximo registrado durante los últimos doce meses del período anterior a la revisión del estudio, conforme a los registros disponibles del PMGD.
- b) En el caso de PMGD fotovoltaicos que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, se encuentren en operación por un período inferior a 12 meses o que cuenten únicamente con ICC aprobado o en proceso de aprobación, se deberá utilizar el perfil de generación declarado en la respectiva SCR, considerando como referencia la potencia máxima proyectada en los bloques coincidentes.
- c) En el caso del literal b), si el PMGD se encuentra limitado en su capacidad de inyección, se considerará la máxima generación proyectada en su perfil para el bloque horario coincidente, ajustada a la capacidad de inyección autorizada.
- d) En todos los casos anteriores, se aplicará un margen de seguridad del 20% sobre la potencia máxima determinada, con el objeto de resguardar la seguridad y continuidad de suministro. Este margen no podrá exceder la capacidad de inyección autorizada para el PMGD en su respectivo ICC.
- e) En caso de que los perfiles de generación declarados en la SCR por un PMGD fotovoltaico presenten inconsistencias evidentes, el encargado de la realización de los estudios de conexión podrá estimar la capacidad máxima de generación del PMGD utilizando un perfil representativo, coherente con su capacidad instalada y configuración tecnológica. Para ello, se podrán utilizar perfiles de generación de otros proyectos fotovoltaicos en operación en la misma zona geográfica y que operen bajo condiciones técnicas similares. Sin perjuicio de lo anterior, el encargado de la realización de los estudios de conexión deberá validar los supuestos entregados respecto de los perfiles de generación utilizados, los cuales deberán ser ratificados en la revisión de los estudios de conexión.
- f) Las solicitudes de conexión de PMGD fotovoltaicos que presenten coincidencia de inyección en los bloques B2 y/o B6 deberán evaluar dicha coincidencia, a fin de determinar si se requieren ejecutar obras adicionales, adecuaciones o ajustes en la red de distribución.
- g) Para los PMGD fotovoltaicos con componente de almacenamiento sin restricción horaria, así como para el resto de las tecnologías de generación, se considerará la máxima capacidad de inyección consignada en su ICC.

Sin perjuicio de lo dispuesto en los literales anteriores, los PMGD fotovoltaicos y los PMGD con componente de almacenamiento con ajuste horario podrán optar por implementar mecanismos de

limitación de inyección ajustados a los horarios de coincidencias con el objetivo de evitar sobrecargas en la red de distribución. Estas medidas deberán ser revisadas y validadas por la Empresa Distribuidora, y su condición deberá quedar expresamente indicada en su respectivo ICC.

Artículo 3-28. Modelamiento y Ajuste de Variables Eléctricas

El modelo eléctrico del alimentador de distribución deberá considerar las características técnicas de las componentes que forman parte del sistema, su topología, así como el uso de los nodos eléctricos para un mejor modelamiento. Como mínimo, deberá considerar los tramos de conductores, equipos de maniobra, equipos de protección, equipos compensadores de reactivos, equipos reguladores de tensión y autotransformadores, indicando su estado de operación y ajuste de parámetros.

Las cargas del Alimentador se modelarán en los puntos donde se ubican los transformadores de distribución, ponderando los niveles de carga del Alimentador en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución. La Empresa Distribuidora podrá considerar para el prorrateo de la demanda los registros de medida tomados en los equipos de medida ubicados a lo largo del Alimentador, identificando claramente la ubicación de cada equipo de medida y detallando el código único de distribución considerado por la distribuidora en su respectiva Plataforma de Información Pública. En estos casos, se deberá entregar la data de los registros en coherencia y sincronizado con los de demanda en cabecera del Alimentador, para la misma ventana de tiempo establecida en el literal xxii. del Artículo 2-3. Si i no se dispone de dicha información, se adoptarán supuestos que sean coherentes con lo establecido en la normativa vigente, situación que deberá ser reflejada en los informes, con la debida justificación del caso.

El ajuste de la demanda en el modelo eléctrico del alimentador deberá ser consistente con el registro de medidas disponible en estado estacionario, con una ventana de inspección de al menos dos años contados a partir de la respuesta a la SCR. Se deberán filtrar de las mediciones todos los valores correspondientes a cambios topológicos transitorios, contingencias o eventos que impactaron en la operación normal del alimentador.

Para el modelamiento de la red, deberá considerarse al menos el transformador primario de distribución y sus zonas adyacentes.

Particularmente, para el análisis de la tensión y establecimiento de la demanda del Alimentador, se deberán considerar los siguientes aspectos:

- i. La tensión en la cabecera del Alimentador corresponderá a aquella publicada de acuerdo con lo señalado en el Artículo 2-9 de la presente Norma Técnica. En caso de que no se cuente con la información del nivel de tensión en cabecera del Alimentador, se supondrá un valor que dé cumplimiento a los rangos normativos señalados anteriormente.
- ii. La demanda eléctrica del alimentador corresponderá a los valores de mínimo y máximo registrados, los cuales deberán ser seleccionados mediante el cálculo del percentil de los datos procesados, considerando para las mediciones las condiciones normales de operación de la red.

La demanda mínima del alimentador corresponderá al percentil 2%, mientras que la demanda máxima corresponderá al percentil 98%.

En particular, en el caso de proyectos fotovoltaicos, se deberá incorporar un criterio de coincidencia con los periodos de máxima generación informados mediante la SCR.

En el caso de no tener registros de mediciones disponibles, se deberán asumir supuestos coherentes con los criterios de calidad de productos indicados en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Artículo 3-29. PMGD con Componente de Almacenamiento

Los PMGD que dispongan de una componente de almacenamiento y que no soliciten explícitamente en su SCR el acogimiento a bloques horarios conforme al Artículo 1-11, a efecto de la revisión de su impacto en los sistemas de distribución, deberán considerar los escenarios más exigentes a los que se verá sometido la operación del PMGD. Esto, considerando los niveles de demanda informados por las Empresas Distribuidoras en condiciones normales de operación, las posibilidades de coincidencia con los GD con y sin componente de almacenamiento previstos a conectar, y sin considerar la restricción horaria de generación. Sin perjuicio de lo anterior, en aquellos casos en que estos sistemas puedan restringir sus horarios de inyección, para aminorar su impacto en las redes de distribución, deberán señalar explícitamente en su SCR los bloques horarios de inyección del sistema de almacenamiento, e implementar los automatismos y sistemas de monitoreo necesario para limitar sus inyecciones, en caso de que corresponda, en conformidad con la normativa vigente. Todos los antecedentes asociados a los estudios técnicos, así como, las condiciones y limitaciones deberán quedar consignadas en el respectivo ICC. La Superintendencia, en el ámbito de sus facultades, podrá fiscalizar el cumplimiento de las condiciones establecidas en el ICC.

En aquellos casos en que un PMGD en operación, con ICC vigente o con SCR declarada admisible requiera incluir una componente de almacenamiento, deberá ingresar una nueva SCR para revisar el impacto a la red asociada, con objeto de identificar si existe alguna modificación de las condiciones previas a las establecidas en sus estudios, y dar cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio. Si la empresa durante la revisión de los estudios preliminares detectase que la conexión, incluyendo la componente de almacenamiento, no modifican las condiciones establecidas, por cuanto no incluyan la realización de Obras Adicionales o Adecuaciones, la Empresa Distribuidora deberá entregar en la revisión de los resultados preliminares y el respectivo Informe de Criterios de Conexión. Este dará cuenta del cumplimiento de las exigencias de calidad de servicio, en un plazo máximo de dos meses desde que éstos les fuesen comunicados. En caso contrario, deberá ceñirse el procedimiento tal como lo establece la reglamentación vigente. Una vez emitido el ICC actualizado, deberá ser comunicado a todos Interesados ubicados en la zona adyacente asociada al punto de conexión del PMGD que cuenten con una SCR o ICC vigente, o se encuentren en operación, dentro del plazo de cinco días desde la emisión de dicho ICC.

Artículo 3-30. Niveles de carga del Alimentador

La capacidad de diseño del Alimentador corresponde a la corriente máxima que puede transmitir una sección de línea de distribución en su origen sin superar sus límites térmicos. El límite térmico deberá ser definido por la Empresa Distribuidora en concordancia con las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento y la disposición de los conductores del Alimentador analizado. Dichos elementos deberán ser consistentes con aquellos criterios establecidos en los pliegos técnicos aprobados por la Superintendencia, a que se refiere el Decreto 109, que aprueba Reglamento de Seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica, del Ministerio de Energía, de 2018, o el que lo reemplace.

Asimismo, se entenderá por capacidad de diseño de los equipos existentes en la red a las capacidades máximas definidas por el fabricante y validadas por la Empresa Distribuidora, bajo condiciones normales de operación.

El límite de carga de los elementos de la red no deberá superar, en ningún caso, la capacidad de diseño de los mismos.

Artículo 3-31. Estudios de Flujos de Potencia en Sistema de Distribución

El Estudio de Flujos de Potencia tendrá por objetivo verificar que la conexión del PMGD, considerando sus inyecciones de potencia activa y reactiva ($-0,96 \leq FP \leq 0,95$), cumpla con las exigencias técnicas establecidas en la presente norma técnica y en la normativa vigente.

El estudio de flujos de potencia deberá revisar el cumplimiento de las siguientes exigencias:

- a) Las tensiones del lado MT de los nodos del Alimentador de distribución se encuentren, para el estado normal de operación, dentro de los rangos establecidos en la NTD o el que la reemplace, según los índices de densidad de red existentes;
- b) El impacto de los PMGD por elevación de tensión cumpla con lo indicado en el Artículo 9-2 de la presente norma técnica; y,
- c) Los niveles de carga causados por las inyecciones en los componentes del Alimentador de distribución no superen el nivel de carga establecido en el Artículo 3-30.

En caso de que el estudio entregue como resultado que no se cumple con lo indicado en el literal a), se deberán analizar las opciones más eficientes que evitaría dicha situación, entre las que se deberán considerar, al menos, la modificación del factor de potencia del generador y el ajuste de reguladores de tensión en el Sistema de Distribución. Adicionalmente, se podrá solicitar a la empresa transmisora propietaria de las instalaciones el análisis de la modificación del CTBC del transformador primario.

El Estudio de Flujos de Potencia deberá contener, al menos, las siguientes secciones:

- a) Resumen ejecutivo con los resultados finales;
- b) Descripción del Sistema de Generación (Conexión y Operación);

- c) Revisión de las condiciones del alimentador previo a la conexión del PMGD;
- d) Revisión de las variables eléctricas considerando la conexión del PMGD en análisis;
- e) Impacto en el sistema de transmisión y limitación de la inyección del PMGD por efecto de congestiones a nivel de transmisión, si corresponde;
- f) Listado con las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarios para normalizar las instalaciones de distribución en caso de evidenciar consideraciones previas a la conexión del PMGD en estudio, las cuales deberán ser a costos de la Empresa Distribuidora; y,
- g) Listado con las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarias para la conexión del PMGD en análisis, acompañada con el (los) plano(s) de ubicación georreferenciada de los componentes a reemplazar o modificar. Lo anterior, deberá ser determinado considerando la capacidad máxima de inyección del proyecto PMGD a conectar, solicitada en la respectiva SCR. En aquellos casos en que exista una limitación señalada en el literal e), esta condición no afectará el dimensionamiento de las obras en el SD, las cuales deberán diseñarse para soportar la capacidad máxima de inyección solicitada, permitiendo así la inyección plena en caso de levantamiento de restricción.

Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia podrá establecer los formatos del modelo de los estudios técnicos de conexión y antecedentes necesarios para una adecuada revisión de los estudios de Impacto Sistémico.

Artículo 3-32. Estudio de Cortocircuitos

El estudio de cortocircuitos tendrá como objetivo verificar que, ante la conexión del PMGD, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del Alimentador. Dicha verificación deberá considerar un margen de seguridad, de manera que será aceptable que la corriente de cortocircuito a interrumpir por el equipo sea igual o menor al 85% respecto de su capacidad de ruptura.

En el caso de que no se sobrepasen las capacidades de ruptura, el estudio deberá indicar que no se requieren la realización de Obras Adicionales, derivadas de este estudio. En caso contrario, en el estudio se deberán indicar los ajustes y/o modificaciones necesarias para no sobrepasar el criterio de capacidad de ruptura de los equipos involucrados producto la conexión del PMGD.

Para la realización del estudio de cortocircuitos, se deberán considerar los criterios de cálculo establecidos en el anexo técnico de cálculo de nivel máximo de cortocircuito de la NTSyCS, o el que lo reemplace. Los cortocircuitos a modelar serán de tipo trifásicos, monofásicos, bifásicos a tierra y bifásicos sin contacto con tierra, considerando, al menos, los nodos correspondientes a la cabecera del Alimentador de distribución, el punto de conexión solicitado, aguas abajo de las protecciones RI de los PMGD con ICC vigente o conectados, y en todos los reconectores de línea conectados en el Alimentador.

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de que el estudio de cortocircuito demuestre que en el escenario de conexión individualizado en el literal a), del numeral II., del Artículo 3-27 no se deben

realizar Obras Adicionales, producto de sobrepasar los límites de seguridad definidos en el presente artículo, no será necesaria la evaluación de otros escenarios de conexión para esta exigencia.

Los resultados obtenidos del estudio de cortocircuito deberán ser utilizados para efectuar el ajuste y coordinación de las protecciones, descrito en el Artículo 3-33.

Artículo 3-33. Estudio de Coordinación de Protecciones

El estudio coordinación de protecciones deberá definir los criterios y ajustes de las protecciones asociadas a la conexión del PMGD, junto con verificar la correcta coordinación del sistema de todas las protecciones existentes asociado al Alimentador donde se conecta y a los Alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.

El modelo eléctrico utilizado en el estudio de coordinación de protecciones deberá ser el mismo al utilizado en los estudios de flujos de potencia y de cortocircuito. Este modelo deberá incorporar los equipos de protección asociados a la red de distribución del Alimentador principal y a los Alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.

El estudio deberá considerar los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria, del transformador asociado al PMGD en estudio, y los de los medios de generación existentes y PMGD previstos de conectar. Además, en caso de existir impedancias asociadas a neutros de los transformadores, estas deberán ser modeladas.

Para el estudio de coordinación de protecciones, se simularán cortocircuitos en diferentes puntos de la red de distribución con el objetivo de verificar que los criterios de ajuste utilizados y las eventuales modificaciones al sistema de protecciones existente, permitan mantener un esquema de protecciones con una adecuada selectividad, sensibilidad y rapidez ante al menos cortocircuitos monofásicos, bifásicos a tierra y entre fases.

Los puntos de falla mínimos a evaluar son los siguientes:

- a) Zona protegida por el segundo equipo de protección aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.
- b) Aguas arriba del primer equipo de protección más próximo al Punto de Conexión del PMGD, perteneciente a la red de distribución principal donde se conecta dicho PMGD.
- c) Tramo de conexión entre el Punto de Conexión y los equipos de generación en MT.
- d) Tramo inmediatamente posterior a la cabecera del Alimentador adyacente que tenga asociado el tiempo de operación mayor ante una falla en dicho punto con respecto al resto de los Alimentadores adyacentes.

La Empresa Distribuidora deberá definir en el “formulario de respuesta de la SCR” los tipos de falla y las impedancias a evaluar en el estudio de protecciones respectivo. También, podrá definir eventuales puntos de falla adicionales a ser analizados en dicho estudio.

Para la coordinación de protecciones, se considerará aceptable un tiempo de coordinación entre curvas de sobrecorriente de elementos de protección adyacentes, mínimo de 100 ms. Sin embargo, podrán ser analizados tiempos inferiores a 100 ms, siempre que no se afecte la selectividad en el despeje de fallas, conforme a la estrategia de operación aplicada por la Empresa Distribuidora en el alimentador. Esto podrá integrar ajustes a las protecciones, tales como direccionalidad de flujo o secuencias de operación.

Sin perjuicio de lo anterior, se deberá verificar ante toda situación el cumplimiento de las exigencias indicadas en el Capítulo 7 de la presente norma técnica respecto a las protecciones de frecuencia, voltaje y anti-isla.

Si el PMGD invierte flujo en la cabecera del Alimentador, el estudio de protecciones deberá incluir las protecciones de todos los Alimentadores conectados al mismo transformador de la subestación primaria.

Por ultimo, el estudio de coordinación de protecciones deberá ser actualizado 3 meses previos a la Puesta en Servicio en caso de que algún PMGD precedente se le venza o desista de su ICC.

Artículo 3-34. Análisis de Flujos de Potencia en Transmisión Zonal

En caso de que el estudio indicado en el Artículo 3-31 demuestre que existe inversión de flujo en el transformador de la subestación primaria de distribución, se deberá extender el análisis de los impactos a los demás Alimentadores existentes en la subestación primaria, y a las redes de transmisión zonal. Para ello, el análisis deberá considerar la operación normal de los transformadores de poder de la subestación primaria.

Este análisis tendrá dos niveles: el primer nivel determina si existen congestiones en el transformador de la subestación primaria asociado a la conexión del PMGD, incluyendo los equipos serie ubicados dentro del recinto; el segundo nivel verifica si existen congestiones en la línea de transmisión zonal que representen un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador.

Para el desarrollo de este análisis, se deberá seguir el procedimiento descrito en el esquema siguiente:

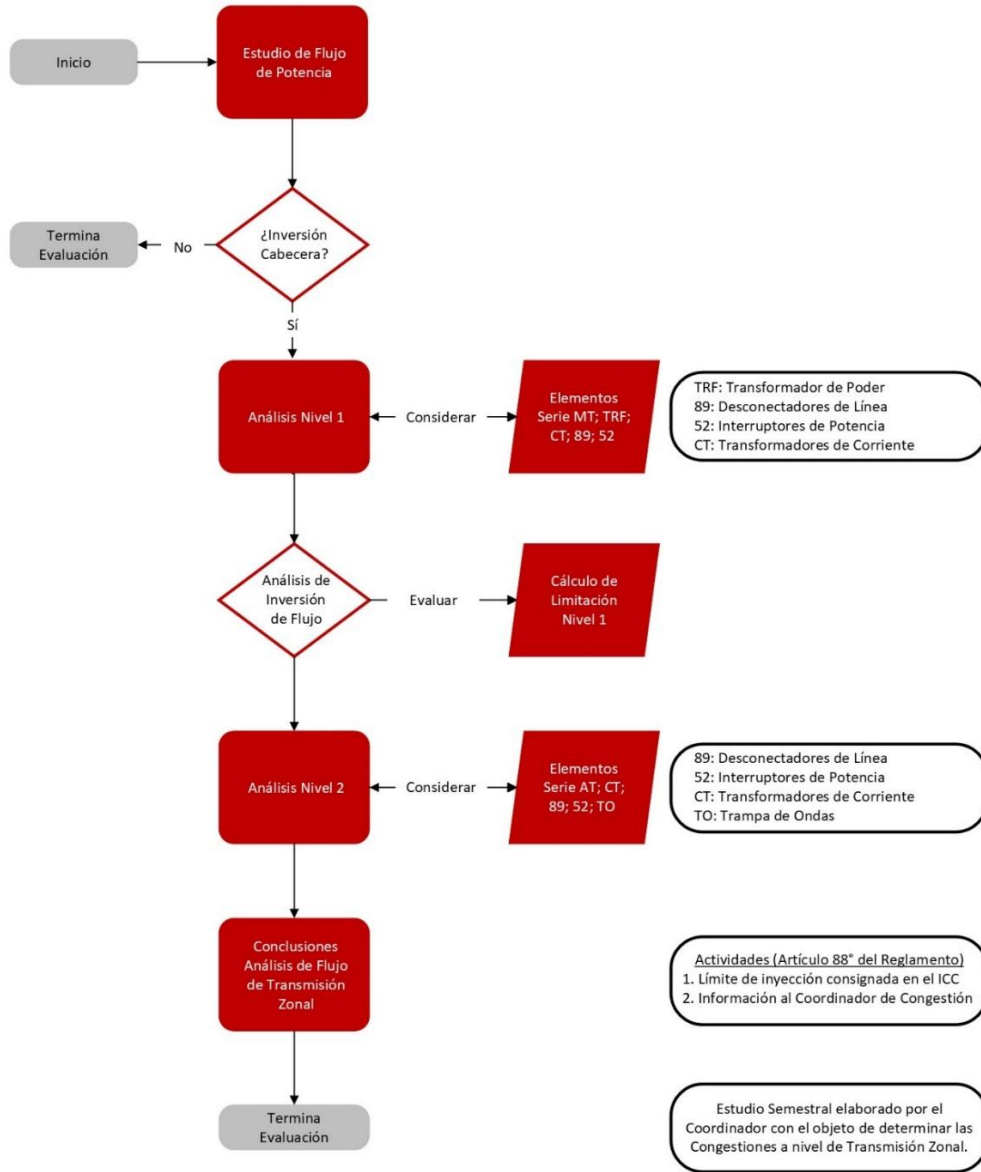


Figura 1: Análisis de impacto en Transmisión Zonal.

El análisis a nivel de transmisión zonal consiste en determinar la potencia y el nivel de carga de los componentes, según los horarios previstos y condiciones de generación. Este análisis se desarrollará para los 2 niveles indicados en el inciso anterior, el que se basará en las siguientes expresiones:

$$P(TxZ)_{noche}^i \geq \sum Dmin_{noche} - \left(\sum PMGD_{NS_n} + \sum PMGD_{S_{CA_j}} + PMGD_{Interesado} \right)$$

$$P(TxZ)_{dia}^i \geq \sum Dmin_{dia} - \left(\sum PMGD_k + PMGD_{Interesado} \right)$$

Donde,

$P(TxZ)_{noche}^i$: Potencia, en horas sin sol, del elemento de menor capacidad de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD Interesado en la conexión.

- $P(TxZ)_{dia}^i$: Potencia, en horas con sol, del elemento de menor capacidad de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD Interesado en la conexión.
- $Dmin_{noche}$: Demanda mínima, en horas sin sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.
- $Dmin_{dia}$: Demanda mínima, en horas con sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.
- $PMGD_{NSn}$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar n , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_{S CAj}$: Potencia máxima a inyectar permitida por el ICC, por un PMGD solar j , considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_k$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD k , conectado o previsto de conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_{Interesado}$: Potencia máxima a inyectar por el PMGD interesado en conectarse al Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

Las horas con sol y sin sol corresponderán a las que dispuestas en el Artículo 3-18 de la presente norma técnica.

En el caso del PMGD con componente de almacenamiento con ajuste horario, conforme a los establecido en el Artículo 1-11, el análisis deberá considerar la potencia máxima de inyección y los bloques horarios solicitados en su SCR, en consistencia con el régimen de horarios diurno o nocturno según la clasificación en la Tabla 1. Para lo anterior, las fórmulas señaladas deberán ser evaluadas en los bloques de inyección solicitados. En situaciones sin coincidencias horarias, se aplica la formula general definida para el análisis diurno y nocturno del presente artículo.

Adicionalmente, en aquellos casos en que el PMGD en análisis tenga influencia en el horario nocturno y se verifique coincidencia horaria con proyectos que operen bajo esquemas de restricción de inyección en el bloque B2 (04:00–07:59 horas), en el bloque B6 (20:00–23:59 horas), o en ambos, el análisis nocturno deberá extenderse obligatoriamente a los respectivos bloques de coincidencia. En tal situación, el análisis de coincidencia debe considerar la máxima inyección registrada o prevista, incrementada con un factor de seguridad del 20%, conforme a lo señalado en el Artículo 3-27.

Asimismo, los PMGD fotovoltaicos, que se ubiquen en zonas donde existan proyectos con componente de almacenamiento —con o sin restricción horaria—, deberán evaluar también los bloques B2 y/o B6 coincidentes, con el objeto de determinar adecuadamente el impacto total en las

redes de distribución y en el sistema de transmisión zonal ante la inyección en dichos bloques horarios, sin embargo, dicha evaluación no afectará su revisión en el escenario diurno de inyección.

En consecuencia, todo PMGD que tenga una coincidencia parcial o total con los bloques horarios B2 o B6, deberá considerar en el análisis de transmisión zonal esta condición, evaluando las inyecciones coincidentes de generación con proyectos fotovoltaicos en dichos bloques. Para ello, deberá aplicar la fórmula correspondiente al análisis nocturno de transmisión zonal considerando, además, los bloques horarios de coincidencia, según corresponda.

En caso de que los estudios de conexión del PMGD en análisis identifiquen coincidencia de generación con otros PMGD fotovoltaicos que cuenten con un ICC vigente o se encuentren en operación, en los bloques B2 y/o B6, deberá aplicarse la siguiente fórmula:

$$P(TxZ)_{Bloque\ k}^i \geq \sum Dmin_{Bloque\ k} - \left(\sum PMGD_{NSn} + \sum PMGD_{S\ CAj} + \sum PMGD_{S\ Bloque\ k} \right)$$

Donde,

- $P(TxZ)_{Bloque\ k}^i$: Potencia nominal, en el bloque B2 o B6 según corresponda, del elemento de menor capacidad de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD Interesado en la conexión.
- $PMGD_{S\ Bloque\ k}$: Potencia máxima registrada o proyectada, según artículo 3-27 numeral "III Evaluación de Coincidencias horarias en redes de distribución", por un PMGD fotovoltaico, en los bloques B2 o B6 según corresponda, conectado o con ICC vigente en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel, considerando el margen de seguridad de un 20 % del valor registrado o proyectado, de acuerdo con las consideraciones indicadas en el Artículo 3-27.
- $PMGD_{NSn}$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar n , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_{S\ CAj}$: Potencia máxima a inyectar permitida por el ICC, por un PMGD solar j , considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $Dmin_{Bloque\ k}$: Demanda mínima, en el bloque B2 o B6 según corresponda, de todos los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.
- k : Corresponde al Bloque horario B2 o B6.

En conclusión, cuando se detecten coincidencias horarias con proyectos que operen en los bloques B2 o B6, se deberá aplicar la fórmula ajustada en el presente artículo, considerando los valores de inyección coincidente en dichos bloques, más el margen de seguridad del 20 %.

En el caso de que alguno de estos valores calculados $P(TxZ)_{noche}^i$, $P(TxZ)_{dia}^i$ o $P(TxZ)_{Bloque k}^i$ excedan la capacidad máxima de alguno de los elementos de menor capacidad del Sistema de Transmisión Zonal, en cualquiera de los dos niveles, se entenderá que existe una congestión en Transmisión Zonal y, por tanto, se deberán aplicar las medidas correspondientes al PMGD en estudio, conforme a lo establecido en el Artículo 3-35 de la presente norma técnica.

Artículo 3-35. Advertencia de posible congestión en Transmisión Zonal

En caso de que las etapas revisadas, señaladas anteriormente, advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal, ya sea en los elementos serie conectados a la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, o bien aguas arriba de esta, la capacidad de inyección del PMGD deberá ser limitada para evitar dicha congestión. Esta restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión y operación del PMGD en la red de distribución.

En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente dentro de un plazo de 20 días luego de publicada la resolución de declaración en construcción correspondiente.

Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá informar, en conformidad con los antecedentes publicados por el Coordinador, los casos en que exista inyección proveniente de centrales generadoras que se conectan al sistema de transmisión zonal, y que pudieran provocar limitaciones operativas de inyección del PMGD. Esta información deberá ser indicada en el respectivo ICC.

Título 3-5 Empresas de distribución conectadas a los servicios auxiliares

Artículo 3-36. Limitación de inyecciones del PMGD

En el caso que los estudios sistémicos determinen que un PMGD, que se conecta a un Alimentador abastecido directamente de transformadores de Servicios Auxiliares de centrales generadoras, invierte flujo a través de dicha instalación, la Empresa Distribuidora deberá notificar al propietario de la instalación para que este evalúe el impacto que tiene dicha inversión de flujo en sus instalaciones. Esta comunicación debe realizarse mediante el Formulario de primera revisión de los estudios y detendrá el proceso hasta que el propietario de los Servicios auxiliares o el coordinador, según corresponda, emita su respuesta.

El propietario de dicha central podrá limitar las inyecciones de él o los PMGD conectados al Alimentador, siempre y cuando la inversión de flujos hacia la central de generación pueda afectar la continuidad del servicio de esta. Para ello, el propietario de la central generadora deberá solicitar autorización al Coordinador, presentando un informe que justifique la limitación de las inyecciones de él o los PMGD, en conjunto con los antecedentes que respalden su evaluación. Esta solicitud debe presentarse en un plazo no mayor a 15 días desde verificada la notificación. El Coordinador tendrá 15 días para responder al requerimiento. Además, el Coordinador enviará el informe a los PMGD

que podrían verse limitados, quienes podrán emitir sus observaciones dentro de los plazos estipulados por el Coordinador, los cuales no podrán ser menores a 5 días.

Si el Coordinador autoriza al propietario de la central a limitar las inyecciones del o los PMGD para evitar la inversión de flujo hacia los Servicios Auxiliares, el PMGD deberá implementar los automatismos necesarios para limitar sus inyecciones. La operación de dichos automatismos no deberá poner en riesgo la continuidad de suministro de los consumos del Alimentador en cuestión.

Título 3-6 Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión

Artículo 3-37. Generalidades

La Empresa Distribuidora elaborará el Informe de Criterios de Conexión y el Informe de Costos de Conexión, considerando todos los escenarios establecidos en el Artículo 3-27. Ambos informes deben ser entregados una vez concluida la etapa de entrega de los resultados finales de estudios de conexión, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento.

Asimismo, el estudio de costos de conexión deberá ser realizado incluso en el caso de que el PMGD del Interesado haya sido calificado como un Proceso de Conexión Expeditivo. Para estos casos, se incorporarán solamente los costos de las adecuaciones o ajustes necesarios para la implementación de la instalación de conexión.

Artículo 3-38. Informe de Criterios de Conexión

La Empresa Distribuidora deberá emitir el Informe de Criterios de Conexión dentro del plazo establecido en el Reglamento. Este informe deberá presentar las conclusiones y resultados de los respectivos estudios de conexión para la conexión segura del sistema de generación. Dicho informe deberá contener, al menos, las siguientes secciones:

- a) Descripción del sistema de generación;
- b) Identificación de la zona de emplazamiento del PMGD y los predios asociados;
- c) Detalle de los equipos de protección asociados al punto de conexión a la red;
- d) Detalle del Punto de Conexión y las Adecuaciones necesarias para la conexión;
- e) Catastro trámites asociados a la construcción de las posibles obras adicionales y adecuaciones, detallando plazo de ingreso a evaluación si correspondiese;
- f) Resumen de los estudios técnicos, para todos los escenarios del Artículo 3-27, que justifican el desarrollo de obras adicionales;
- g) Obras Adicionales consideradas para la conexión de los PMGD con ICC aprobado;
- h) Obras Adicionales proyectadas según los escenarios establecidos en el Artículo 3-27, según corresponda;

- i) Detalle de los requisitos técnicos necesarios para implementar el monitoreo y control del PMGD. Considerando las características técnicas de los sistemas de comunicación para la interrogación de los parámetros eléctricos y la actuación del Interruptor de Acoplamiento de la Instalación de Conexión, definido en el Artículo 7-7;
- j) Validación de la aplicación de los estándares de diseño y constructivos de la red de distribución de la Empresa Distribuidora, conforme a lo dispuesto en el Artículo 2-4.
- k) Condiciones de operación del PMGD con componente de almacenamiento según los bloques horarios consignados, cuando corresponda; y,
- l) Conclusiones respecto al cumplimiento a las exigencias establecidas en la normativa vigente, para cada uno de los estudios de conexión. Adicionalmente, deberá indicar la aprobación de la capacidad de inyección autorizada del PMGD, incluyendo aquellas limitaciones producto de las congestiones a nivel de Transmisión Zonal, cuando corresponda.
- m) Las condiciones específicas de los mecanismos de limitación de inyección, en caso de que el PMGD fotovoltaico o el PMGD con componente de almacenamiento con ajuste horario opte por implementar dichos mecanismos. Se deberá detallar la potencia máxima de inyección limitada bajo estas condiciones y los automatismos necesarios para su control.

Artículo 3-39. Contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes

Las Empresas Distribuidoras deberán adjuntar, en conjunto con el Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión, el respectivo Contrato para la realización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, cuando corresponda. Este contrato deberá contener, al menos, los siguientes elementos:

- a) Identificación de las partes, esto es, el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora;
- b) Detalle de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes y los costos asociados según lo consignado en el respectivo ICC e Informe de Costos de Conexión;
- c) Etapas con los plazos de ejecución asociadas a cada una de estas, las cuales deberán contener al menos las etapas consideradas en el cronograma de ejecución de las obras adicionales según lo establecido en el Artículo 3-41;
- d) Condiciones o alternativas de pago de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, señalando los hitos y montos asociados a cada una de las cuotas de pago, los cuales podrán ser determinados de acuerdo con el avance del proyecto, de común acuerdo con el PMGD;
- e) Plazo estimado de inicio y término de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes;
- f) Causales de término anticipado o resolución del contrato, así como medidas compensatorias en caso de incumplimiento, en caso de ser requeridas, de común acuerdo entre las partes;
- g) Acuerdos de la operación del PMGD, ya sea la limitación de potencia horaria o para la entrega de servicios pactados con la empresa distribuidora;

- h) Vigencia del contrato; y,
- i) Medios de comunicación acordados.

Los plazos considerados para la ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes serán los establecidos en el respectivo cronograma de ejecución de obras, y comenzarán a regir desde la manifestación de conformidad del ICC y la firma del contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes por parte del Interesado.

Las condiciones de pago de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes deberán ser acordadas entre las partes previo a la Puesta en Servicio del PMGD, y cuyos hitos de pago deberán quedar establecidos en el respectivo contrato.

La Superintendencia, en el ámbito de sus facultades, podrá fiscalizar el cumplimiento de lo establecido en el presente artículo. Se podrá presentar una controversia, de acuerdo con lo señalado en el Capítulo 5 de la presente Norma Técnica, en caso de existir un incumplimiento del Contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

Artículo 3-40. Convenio de operación

Las Empresas Distribuidoras deberán adjuntar, en conjunto con el Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión, el respectivo Convenio de Operación, cuando corresponda, el cual deberá contener, al menos:

- i. Identificación del propietario u operador del PMGD;
- ii. Contacto actualizado del operador del PMGD;
- iii. Condiciones de operación del PMGD;
- iv. Medios de comunicación acordados;
- v. Procedimiento para trabajos programados;
- vi. Procedimiento para ejecutar una reconexión; y,
- vii. Procedimiento para ejecutar plan de mantenimiento.

Cada Empresa Distribuidora deberá disponer de un formato de Convenio de Operación de forma pública, el cual no podrá contener elementos diferenciados para cada PMGD, exceptuando aquellos que respondan a las características particulares de cada proyecto, asegurando que dicha distinción no sea arbitraria ni discriminatoria.

El Convenio de Operación suscrito entre las partes será parte integral del ICC, por lo que su entrega firmada deberá realizarse junto a la manifestación de conformidad de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-12.

La Superintendencia podrá, en el ámbito de sus facultades, fiscalizar que el convenio en cuestión sea uniforme y no discriminatorio para cada PMGD.

Artículo 3-41. Plazos máximos y cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes

La Empresa Distribuidora y el Interesado deberán acordar, de común acuerdo, los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes. Dichos plazos deberán quedar consignados en el respectivo ICC y el Contrato para la realización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, descrito en el Artículo 3-39 de la presente norma técnica.

El cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes deberá contener, al menos, las principales etapas de ejecución de las obras adicionales, con el objeto de que el Interesado pueda hacer seguimiento del desarrollo de estas.

Asimismo, el cronograma de ejecución señalado deberá incluir, cuando corresponda, al menos, las siguientes etapas:

- a) Ingreso de permisos sectoriales y de vialidad;
- b) Compra y adquisición de Equipos Mayores de distribución;
- c) Plazos estimados para la realización de ajustes de distribución;
- d) Plazos de implementación de Equipamientos o Elementos Mayores de distribución;
- e) Implementación de Adecuaciones; y,
- f) Plazos estimados para la realización de refuerzos o recambios en la Red de Distribución, de acuerdo con el Plan de Maniobras definido.

Los plazos máximos de ejecución para cada una de las etapas contenidas en el respectivo cronograma deberán considerar lo siguiente:

Tabla 4 Plazos Máximos

| Tipo de obra | Plazo Máximo |
|---|---------------------|
| Obras adicionales de refuerzo de red con densidad media o alta, o de similares características, según lo establecido en la NTD vigente | 1,2 km/mes |
| Obras adicionales de refuerzo de red con densidad baja o muy baja, o de similares características, según lo establecido en la NTD vigente | 0,8 km/mes |
| Implementación de Elementos Mayores en la red | 1 mes |
| Compra y Adquisición de Equipamientos Mayores | 8 meses |
| Adecuaciones | 1 mes |
| Ajustes en distribución | 1 mes |
| Ingreso de permisos sectoriales y de vialidad | 3 mes |

Solo en casos excepcionales y por impedimentos ajenos a la Empresa Distribuidora, debidamente justificados, se podrán extender los plazos establecidos en el presente artículo, de común acuerdo entre las partes. Dichas modificaciones deberán ser incluidas en el Contrato para la realización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de no llegar a acuerdo las partes, podrán recurrir a la Superintendencia mediante la correspondiente controversia a que se refiere el Capítulo 5 de la presente Norma Técnica.

Con el objeto de dar transparencia del proceso de conexión, la Empresa Distribuidora deberá incluir, junto al ICC, un catastro estimado de propietarios que requieren la adecuación o tramitación de Servidumbres, cuando fuere pertinente. Este listado deberá ser actualizado conforme sean comunicados los propietarios de los terrenos correspondientes, incluyendo el detalle que fuese pertinente.

Las desconexiones programadas para la implementación de las Obras Adicionales de PMGD no deberán exceder el límite máximo establecido en la NTD.

La Superintendencia, en el ámbito de sus facultades, podrá fiscalizar el cumplimiento de lo establecido en el presente artículo.

Artículo 3-42. Actualización del ICC e Informe de Costos de Conexión

La Empresa Distribuidora deberá comunicar al Interesado la necesidad de actualizar el ICC y los costos de conexión cuando, entre la emisión del ICC y la entrada en operación del Proyecto, a algún PMGD precedente se le venza o desista de su ICC, o bien, cuando exista un cambio relevante en su ICC producto de alguna exigencia establecida por la autoridad sectorial. Lo anterior, deberá ser comunicado a través del medio acordado, en un plazo no superior a 10 días desde el vencimiento o desistimiento del ICC precedente. Además, se deberá señalar si se requiere de la reevaluación de los estudios técnicos, esto, siempre que el escenario actual de conexión no se encuentre previsto dentro de los escenarios considerados en el ICC.

En caso de que el escenario de operación actual se encuentre dentro de los escenarios establecidos en el numeral II., del Artículo 3-27, la Empresa Distribuidora deberá presentar la actualización del ICC en un plazo no mayor a un mes contado desde la comunicación del vencimiento o desistimiento del ICC precedente.

En caso de que el escenario de operación actual no se encuentre previsto dentro de los escenarios establecidos en el numeral II., del Artículo 3-27, la Empresa Distribuidora o el Interesado, siempre que haya realizado los estudios técnicos previos, deberá presentar una actualización de los estudios técnicos en un plazo no superior a 30 días desde la comunicación de la necesidad de actualización de los estudios y de los costos de conexión. La Empresa Distribuidora o el Interesado, según corresponda, deberá revisar estos estudios en un plazo máximo de 10 días a partir de que éstos fuesen comunicados, debiendo remitir, a quien corresponda, en el mismo plazo, las observaciones a la actualización de los estudios de conexión. En cualquier caso, los plazos para la actualización de

los estudios técnicos y costos de conexión no podrán exceder el plazo de 3 meses desde el vencimiento o desistimiento del ICC precedente.

En todos los casos de reevaluación deberá considerar los escenarios de operación establecidos en el numeral II., del Artículo 3-27 de la presente NT, de acuerdo con las condiciones vigentes en el Alimentador.

No se podrán actualizar las condiciones presentadas en el ICC e Informe de Costos de Conexión como consecuencia de otras causales no señaladas en el presente artículo. No obstante, en casos detallados y fundamentados, se podrán incorporar modificaciones al Informe de Costos de Conexión, y el Cronograma de Ejecución de Obras, de común acuerdo entre las partes, cuando una autoridad sectorial requiera modificaciones a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes originalmente especificadas. En el caso de no existir acuerdo respecto del replanteamiento, se podrá presentar una controversia conforme al Capítulo 5 de la presente Norma Técnica.

Título 3-7 Determinación de los Costos de Conexión

Artículo 3-43. Generalidades

El Informe de Costos de Conexión debe ser realizado por la Empresa Distribuidora. Este informe no se realizará en caso de que el PMGD del Interesado haya sido calificado para un proceso de conexión expeditivo y que no requiera ajustes ni adecuaciones en las instalaciones de la Empresa Distribuidora al momento de su conexión.

El Informe de Costos de Conexión del PMGD deberá considerar el costo de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, que correspondan, y que sean necesarios para permitir la conexión del PMGD, los que deberán ser justificados por la Empresa Distribuidora. Para dichos efectos, se considerará tanto los costos adicionales en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión, como los ahorros y costos en el resto de en la red de distribución producto de la operación de los PMGD. Estos se determinarán mediante la sumatoria entre los costos adicionales en la Zona Adyacente al Punto de Conexión de un PMGD y los ahorros generados por la operación del PMGD respectivo.

El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para garantizar que las inyecciones horarias se ajusten a los bloques horarios consignados, así como para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora.

Los costos de red pertinentes a que se refiere el presente artículo se determinarán en base a los estándares constructivos a que se refiere el Artículo 2-4 de la presente norma técnica.

La Empresa Distribuidora podrá acreditar que los costos adicionales en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión de un PMGD y los costos por operación del PMGD correspondiente son mayores a los ahorros asociados a la operación de éste, mediante el informe de costos de conexión señalado en el presente artículo. En caso contrario, los costos de conexión indicados en el inciso segundo del presente artículo serán improcedentes y, en caso de haberse verificado el cobro de este,

la Empresa Distribuidora deberá efectuar su devolución dentro de los diez días siguientes a la verificación del cobro.

Para la determinación del costo de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, la Empresa Distribuidora deberá estimar el valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento, exceptuando el costo asociado a las pérdidas eléctricas de sus instalaciones de distribución, sin considerar la existencia del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación del mismo, lo que se denomina “Costo de Red sin PMGD”. Este análisis se realizará para un periodo de 10 años, utilizando la tasa de actualización a que se refiere el artículo 182° bis de la Ley, a partir del año siguiente al que se está analizando la SCR. Se deberá incorporar el crecimiento esperado de la demanda y, en el caso de las inversiones, las necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa vigente. Además, la Empresa Distribuidora deberá presentar evidencia de los niveles de carga y niveles de tensión de, al menos, tres años del período de evaluación del Alimentador, incluyendo el último año de evaluación.

Una vez determinado el Costo de Red sin PMGD, la Empresa Distribuidora deberá estimar el valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento, exceptuando el costo asociado a las pérdidas eléctricas de sus instalaciones de distribución, considerando la existencia del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación, lo que se denomina “Costo de Red con PMGD”. Este análisis se realizará para el mismo periodo señalado en el inciso anterior. Se deberá incorporar el crecimiento esperado de la demanda y, en el caso de las inversiones, las necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa vigente. La Empresa Distribuidora deberá presentar evidencia de los niveles de carga y niveles de tensión, de al menos tres años del período de evaluación del Alimentador, incluyendo el último año de evaluación.

El costo final de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes para la conexión del PMGD corresponderá a la diferencia entre el Costo de Red con PMGD y el Costo de Red sin PMGD, en valor presente.

Con todo, el Informe de Costos de Conexión sólo deberá considerar aquellos costos inherentes a la conexión solicitada y deberán ser debidamente justificados por la Empresa Distribuidora.

Si como resultado del informe de costos de conexión al que se refiere el presente artículo, se estableciera que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la Empresa Distribuidora deberá proponer al Interesado alternativas para el pago de los costos de conexión. Además, indicará el detalle de dichos costos y los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarias para la conexión del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas.

El Informe de Costos de Conexión deberá considerar los mismos escenarios que hayan sido utilizados en los estudios de conexión a los que hace referencia el Artículo 3-27 de la presente norma técnica. Estos escenarios, con sus respectivas Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, así como las demás condiciones que deben ser valorizadas, deberán ser indicadas en dicho Informe. Sin embargo, a efectos de la valorización, serán consideradas aquellas indicadas en el escenario del literal a), del numeral II., del Artículo 3-27.

En aquellos casos en que se modifiquen las condiciones del escenario establecido en el literal a), del numeral II., del Artículo 3-27, la valorización de las condiciones que fueren pertinentes se realizará al momento de la actualización del ICC, a que hace referencia el Artículo 3-42.

A efectos de determinar los costos que trata este título se deberán considerar aquellos fijados en el informe a que se refiere el artículo 89° de Reglamento.

Finalmente, en caso de desacuerdo respecto de la metodología, los resultados del Informe de Costos de Conexión o los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, el propietario u operador del PMGD podrá recurrir a la Superintendencia, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 5.

Artículo 3-44. Determinación de los Costos de Conexión

Los costos de conexión asociados a la conexión de un PMGD serán determinados de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Costos de Conexión} = \sum_{i=1}^{HE} VP (CProy_{con PMGD})_i - \sum_{i=1}^{HE} VP (CProy_{sin PMGD})_i$$

Dónde,

$VP (CProy_{con PMGD})_i$: Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, considerando la operación del PMGD, de modo de dar cumplimiento a la normativa técnica vigente en el Sistema de Distribución. No serán considerados en este análisis los costos asociados a las compras de energía y potencia por parte de la Empresa Distribuidora. Lo anterior, deberá ser evaluado para el periodo de diez años a contar del año siguiente al que se está analizando la SCR. Para el año 1, se debe considerar la red de distribución incluyendo las Obras Adicionales que deben realizarse para permitir la conexión del PMGD, de acuerdo con lo definido en los estudios técnicos.

$VP (CProy_{sin PMGD})_i$: Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, sin considerar la operación del PMGD, de modo de dar cumplimiento a la normativa técnica vigente en el Sistema de Distribución. No serán considerados en este análisis los costos asociados a las compras de energía y potencia por parte de la Empresa Distribuidora. Lo anterior deberá ser evaluado para el periodo de diez años a contar del año siguiente al que se está analizando la SCR. Para el año 1, se debe considerar la red de distribución existente, sin incluir las Obras Adicionales que deben realizarse por la Empresa Distribuidora para dar cumplimiento a las exigencias de normativa vigente, de acuerdo con lo definido en los estudios técnicos.

HE : Horizonte de evaluación, 10 años de análisis.

El cálculo de los costos de inversión, operación y mantenimiento deberá realizarse bajo un esquema de dos etapas:

Primera Etapa: Se deberán determinar las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias técnicas establecidas en la normativa vigente, en adelante “Obras estructurales para la normalización de las instalaciones de distribución”.

Las Inversiones de Normalización corresponderán a las inversiones necesarias para mantener las variables eléctricas del Sistema de Distribución dentro de los rangos determinados por la normativa vigente.

Para determinar la necesidad de este tipo de inversiones, se deberá evaluar la red de distribución frente a dos escenarios para cada año, el escenario de Demanda Neta Máxima y el escenario de Demanda Neta mínima en el SD.

Segunda Etapa: Se debe realizar una evaluación económica de la expansión óptima de la red de distribución, a través de la siguiente función objetivo:

$$F.O. = \min \sum_{i=1}^{HE} VI + CE + CPérdidas$$

Donde,

- VI* : Valor de las Instalaciones del Sistema de Distribución bajo estudio.
- CE* : Costos de explotación asociados a la zona de la distribuidora.
- CPérdidas* : Costo de las pérdidas del SD, valorizadas de acuerdo con el Precio Equivalente de la subestación primaria de distribución menos el Ajuste o Recargo correspondiente de acuerdo con el Decreto de Precio Promedio vigente.
- HE* : Horizonte de evaluación, 10 años de análisis.

En esta segunda etapa del análisis, se deben realizar flujos de potencia horarios para evaluar el efecto de la correlación de la demanda con la generación disponible que se encuentre en el SD bajo estudio. Para reducir la cantidad de horas a evaluar, se debe utilizar una técnica de reducción de escenarios que permitan contar con al menos veinte días representativos por año, los que contarán con su respectiva probabilidad de ocurrencia.

Una vez determinado el costo de las pérdidas del SD para el primer año, se podrá evaluar si este justifica expansiones adicionales en el Sistema de Distribución. En caso de no justificarse expansiones en el primer año, se debe revisar el último año del horizonte de planificación bajo la misma metodología. Si se justifica una expansión en el último año, se debe aplicar la metodología para cada año del horizonte de evaluación, de modo de determinar el año exacto en que el costo de las pérdidas justifica la expansión.

Debe destacarse que los escenarios a evaluar para determinar la función objetivo deben cumplir con la normativa técnica vigente.

La valorización de las instalaciones, en ambas etapas, mientras no se dicte la resolución por parte de la Comisión que determine los costos unitarios de los diversos componentes que conforman las

obras para dar conexión segura a los PMGD, a que se refiere el artículo 89° del Reglamento, estos deberá considerar la valorización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes establecida en el Artículo 10-2 de la presente NT.

En ambas etapas del análisis, deberán considerarse los PMGD que se encuentran en funcionamiento en la fecha de evaluación y aquellos que se encuentren con su ICC vigente. No podrán formar parte de ninguna de estas dos etapas los Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta menor al 5% durante el año anterior a la evaluación.

Para efectos del cálculo del valor presente, se deberá ocupar la tasa de descuento indicada en el artículo 182° bis de la Ley.

Artículo 3-45. Inyección estimada del PMGD

Para representar la inyección estimada del PMGD, el Interesado deberá entregar a la Empresa Distribuidora, en su respectiva SCR, una caracterización de la energía inyectada al sistema. Dicha caracterización dependerá del recurso primario utilizado, presentándose los siguientes casos:

- a) Eólico y solar: Se deberá informar, al menos, un año de inyección de energía eléctrica esperada, con detalle horario (en MWh/h). Para ello, se utilizarán las mediciones en terreno o bien data generada a partir de los modelos estadísticos existentes.
- b) Hidroeléctrico: Se deberá informar una matriz de inyección de energía eléctrica esperada con detalle horario en MWh/h, para al menos un año y para tres escenarios hidrológicos; seco, medio y húmedo.
- c) Térmico: Se deberá informar la operación esperada de la central térmica, indicando los meses en que operará y la generación de energía esperada con detalle horario (en MWh/h).

En el caso de PMGD con componente de almacenamiento, se deberá informar tanto la generación como la inyección estimada, ajustadas según los bloques horarios definidos para su operación, en caso de que corresponda..

Artículo 3-46. Demanda del Alimentador

La demanda de energía eléctrica en el Alimentador deberá ser representada considerando lo siguiente:

Demanda de corto y mediano plazo: comprende el periodo de evaluación desde el año de la Entrada de Operación del PMGD hasta los 5 años siguientes. Ambas proyecciones deberán estar acotadas a los Alimentadores de la zona bajo estudio.

Respecto de la componente de crecimiento vegetativo, esta será definida a partir de las tasas de crecimiento utilizadas por la Empresa Distribuidora para determinar su plan de obras de los próximos 5 años, asociados al proceso de planificación del crecimiento de la red.

Respecto a la componente de crecimiento industrial, estará asociada a proyectos específicos que cuenten con solicitud de conexión aprobada o en proceso de construcción, respaldados por información otorgada por la Empresa Distribuidora. Para estos efectos, deberá considerarse la potencia de consumo del proyecto y su fecha de puesta en servicio. Estos antecedentes deberán ser entregados como parte del estudio.

Demanda de largo plazo: comprende el periodo desde el sexto año posterior a la Entrada en Operación del PMGD bajo estudio, hasta el año décimo año, conforme lo señalado por el Reglamento.

Las tasas de crecimiento de la demanda de largo plazo serán las obtenidas a partir del Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre vigente. Las tasas de crecimiento de la demanda a considerar serán aquellas que se utilicen en el PNCP para representar la demanda de Empresa Distribuidora a la cual se conectará el PMGD.

Título 3-8 Congestión en transmisión zonal

Artículo 3-47. Estudio semestral de Congestión en Transmisión Zonal

El Coordinador, considerando los estudios técnicos que adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la subestación primaria de misma, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-34, elaborará de manera semestral un estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones. Este estudio deberá ser publicado a más tardar el último día hábil del mes de mayo y noviembre de cada año.

El Coordinador deberá actualizar el estudio indicado en el inciso anterior, en el caso que una nueva instalación del sistema de transmisión zonal sea identificada como probable punto de congestión de acuerdo con lo indicado en el Artículo 3-34.

En caso de que el estudio realizado por el Coordinador indique que existen escenarios bajo los cuales podrían existir congestiones en la transmisión zonal, el Coordinador deberá informar, en un plazo máximo de 10 días posterior a la publicación de dicho estudio, a la Superintendencia, a la Comisión, a la Empresa Distribuidora, a la empresa de Transmisión Zonal y a todos los Interesados, bajo cuáles escenarios existirían congestiones y en cuánto se podrían ver reducidas las inyecciones de los PMGD, con el fin de tomar las acciones pertinentes.

En caso de que el Coordinador requiera información adicional para el desarrollo del estudio, deberá solicitarla a la Empresa Distribuidora, la cual dispondrá de un plazo máximo de 10 días desde notificada la solicitud, para responder. El Coordinador deberá adjuntar el estudio realizado, detallando los escenarios futuros que gatillarían congestiones. Dicho estudio deberá quedar disponible en el sitio web del Coordinador.

Los estudios semestrales, o la actualización de estos, deberán ser sometidos a observaciones de los coordinados en los plazos, formatos y medios que el Coordinador establezca. Para lo anterior, los coordinados dispondrán de un plazo de 5 días para la entrega de sus observaciones.

Artículo 3-48. Criterios para la realización del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal

El Estudio Semestral de Congestionamientos deberá considerar en su análisis de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados para la zona de influencia y el grado de avance de la conexión de los PMGD, cuya fecha de entrada en operación esté prevista dentro de los seis meses del período analizado, en coherencia con el carácter semestral del estudio. Para ello, deberá considerar como fecha estimada de conexión de los PMGD establecida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía.

Adicionalmente, en el estudio en cuestión el Coordinador deberá considerar a los PMGD en operación y aquellos previstos a conectar durante el semestre de análisis, así como los sistemas de almacenamiento y los retiros para clientes libres o regulados, considerando el percentil 2 % de la distribución de demanda en la zona de influencia. A efecto de lo anterior, se deberán considerar para cada zona de influencia, los escenarios que se requieran en función a las fechas de puesta en servicio indicadas en las respectivas resoluciones de declaraciones en construcción de los PMGD, que se encuentren dentro del horizonte del estudio de seis meses. Asimismo, el análisis debe distinguir la operación diurna y nocturna, y cualquier otra condición que pudieran ser relevantes en el análisis de las congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal.

El Coordinador deberá considerar en su evaluación, al menos, los siguientes escenarios: un escenario real considerando a todos los PMGD que ya han iniciado su Puesta en Servicio y los escenarios proyectados que considere a todos los PMGD que cuenten con Declaración en Construcción vigente dentro de los seis meses del período analizado. Para la consideración de los PMGD, el Coordinador deberá tener en cuenta las restricciones operativas establecidas en los respectivos ICC, incluyendo las limitaciones horarias u otras condiciones técnicas acordadas en dichos informes.

En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que cada PMGD podría ver liberada en el período de análisis.

El horizonte de evaluación deberá contemplar un período de análisis de seis meses, a efecto de evaluar si es posible levantar totalmente las restricciones por congestión consignadas en el ICC.

Asimismo, el Coordinador deberá informar en el Estudio de Congestionamientos los casos en que exista inyección proveniente de almacenamiento y centrales generadoras que se conectan al sistema de transmisión zonal, y que pudieran provocar limitaciones de inyección del PMGD.

Artículo 3-49. Levantamiento de restricción de inyección

La limitación de potencia podrá ser levantada permanentemente sólo si, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constatará que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión señalada en el Artículo 3-47.

El levantamiento antes señalado será informado en el estudio y remitido tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, a efectos de su consideración en la operación del PMGD.

Artículo 3-50. Notificación de constatación de las condiciones operativas

El Coordinador deberá notificar en un plazo máximo de 10 días, posterior a la publicación del Estudio Semestral de Congestionamientos, al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión, a la Superintendencia y a la empresa de transmisión correspondiente, las medidas sobre el levantamiento de las restricciones del PMGD consignadas en el ICC dentro de los seis meses del período analizado.

Cabe señalar que, las medidas para levantamiento de restricciones derivadas del análisis de la congestión en transmisión zonal, autorizan al PMGD a modificar su capacidad de inyección consignada en el ICC.

En aquellos casos en que el Coordinador comunique a la Empresa Distribuidora y el PMGD el levantamiento de la restricción señalada en el Artículo 3-49, la Empresa Distribuidora dispondrá de un plazo máximo de 10 días, contados desde la notificación, para ser anexada esta condición al respectivo ICC. Además, cuando corresponda, se deberán actualizar las condiciones de operación del PMGD en el Convenio de Operación asociadas al levantamiento de la restricción. Sin perjuicio de lo anterior, el PMGD quedará liberado de la restricción de inyección desde el momento en que el Coordinador notifique la medida.

Título 3-9 Interconexión, energización y entrada en operación

Artículo 3-51. Comunicación de interconexión a la Superintendencia

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento, el Propietario u Operador del PMGD deberá informar la interconexión del Proyecto a la Superintendencia previo a la Notificación de Conexión. Esta comunicación deberá presentarse una vez concluida la instalación del PMGD, dando cuenta que la instalación ha sido proyectada y ejecutada de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Reglamento, la presente norma técnica, y en la demás normativa aplicable al diseño y construcción de dicha instalación.

La presentación deberá contener, al menos, la siguiente información:

- a) Datos generales de la instalación;
- b) Datos técnicos del PMGD;
- c) Protecciones eléctricas del PMGD;
- d) Almacenamiento de energía del PMGD, en caso de aplicar; y,
- e) Datos del Propietario y del encargado de la operación de la planta. Se debe incluir los datos de contacto de ambos, al menos, número de teléfono y correo electrónico.

La comunicación deberá ser realizada para la declaración de nuevas instalaciones, para la regularización de las instalaciones existentes y para la modificación de las condiciones previas a las establecidas para la conexión de un PMGD.

Los casos de retiro, modificación relevante, desconexión o cese de operaciones que no se deban a fallas o mantenimientos programados, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, la Comisión, la Superintendencia y la Empresa Distribuidora en el plazo establecido en el Artículo 104° del Reglamento, o aquel que lo reemplace.

La Superintendencia podrá establecer los medios y formatos necesarios para dar cumplimiento a la comunicación de interconexión.

Artículo 3-52. Comunicación de interconexión al Coordinador

El propietario u operador del PMGD deberá presentar al Coordinador previa a su NC, la solicitud de autorización de puesta en servicio, la cual deberá contener, al menos, los siguientes antecedentes:

- a) La dirección del inmueble donde se emplazará el PMGD.
- b) Identificación del Punto de Conexión del PMGD.
- c) Identificación y clase del instalador eléctrico o la identificación del profesional de aquellos señalado en el Decreto N° 2, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o el que lo reemplace, según corresponda.
- d) Copia de la comunicación de la interconexión del PMGD a la Superintendencia, conforme las exigencias establecidas en el Reglamento, según lo dispuesto en el Artículo 3-51 de la presente norma técnica.

Todo PMGD que solicite al Coordinador iniciar la PES, debe estar declarado en construcción de acuerdo con lo definido en el Artículo 72°-17 de la Ley, o la que lo reemplace, y cumplir con el Anexo de Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SI, según corresponda.

El Coordinador deberá verificar el cumplimiento de los siguientes requisitos técnicos para que el Interesado pueda iniciar su interconexión y energización:

- i. Incorporación del proyecto al sistema de medidas de transferencias económicas del Coordinador, en conformidad con lo establecido en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.
- ii. Completitud de información técnica del proyecto indicada por el Coordinador, en conformidad a lo establecido en el Anexo Técnico de Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.
- iii. Información relacionada a la tecnología del recurso primario, tal como matrices de caudales, costos variables de combustibles, o alguna información adicional que el Coordinador solicite para efecto de sus funciones.
- iv. Información legal de la empresa propietaria del PMGD, bajo el formato y medio que el Coordinador destine al efecto. Esta información debe incorporar los datos necesarios para efectos de la facturación y validación de su constitución legal.
- v. El Coordinador deberá verificar que el monto de inyección del proyecto se encuentre comprendido en alguno de los escenarios establecidos en el ICC vigente, considerando las

restricciones asociadas a eventuales congestiones en las instalaciones de transmisión zonal, así como las limitaciones derivadas de la no culminación de las obras adicionales vinculadas al proyecto. Asimismo, deberá evaluar el levantamiento de dichas restricciones, conforme a lo establecido en la presente norma técnica.

El Interesado será el encargado de solicitar al Coordinador la verificación del cumplimiento de los requisitos descritos en el párrafo anterior. El Coordinador deberá comunicar al Interesado dentro del plazo de 20 días de recibida la solicitud, su aprobación a la verificación del cumplimiento copulativo de los requisitos técnicos establecidos en los numerales i., ii. y iii. del presente artículo. Dentro del referido plazo, el Coordinador podrá formular observaciones a la solicitud y/o solicitar antecedentes complementarios con el objeto de verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos antes señalados. El Interesado deberá dar respuesta a dichas observaciones dentro del plazo que establezca el Coordinador.

Adicionalmente, si durante el proceso de verificación para la PES, se constata que las condiciones que dieron origen a las limitaciones de inyección consignadas en el ICC, asociadas a eventuales congestiones en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la propia subestación primaria donde se conecta el proyecto, el Coordinador podrá aplicar las medidas temporales para el levantamiento de restricciones de inyección, conforme a lo establecido en el Título 3-8 de la presente norma técnica. Estas medidas serán informadas tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, a efectos de su consideración en la operación del PMGD.

Artículo 3-53. Requisitos para iniciar la PES

Una vez presentada la NC, el Interesado y la Empresa Distribuidora deberán fijar de común acuerdo el cronograma de puesta en servicio y programar la fecha y hora de interconexión y energización del PMGD. Los plazos para la realización de la interconexión y energización no podrán superar los plazos establecidos en el Reglamento.

La fecha y hora de interconexión deberán ser comunicadas al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia, utilizando los medios y formatos que dichos organismos dispongan para dar cumplimiento a esta exigencia normativa. Esta comunicación deberá realizarse en un plazo no superior al establecido en el Reglamento.

La interconexión y energización del PMGD deberán ser efectuadas o supervisadas por la Empresa Distribuidora en la fecha acordada con el propietario u operador del PMGD, debiendo la Empresa Distribuidora realizar los Ajustes necesarios al momento de ejecutar la conexión. El costo de dichos ajustes se determinará de acuerdo con lo señalado en el artículo 89° del Reglamento.

Artículo 3-54. PES por etapas

Un PMGD podrá iniciar su PES con una potencia menor a la indicada en su ICC, lo que será solicitado a la Empresa Distribuidora en la respectiva NC. Lo anterior será acordado entre el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora, siempre que pretenda entrar en operación con

anterioridad a que las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes estén totalmente ejecutadas. Para ello, el PMGD podrá acordar con la Empresa Distribuidora la limitación horaria de sus inyecciones de energía y potencia, en conformidad con lo establecido en el Reglamento, y dando cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente norma técnica.

La limitación máxima de inyecciones corresponderá a la establecida durante la realización de los estudios de conexión, para dar cumplimiento a la letra d), del numeral II., del Artículo 3-27, siempre que la condición existente sea acorde a la condición de conexión de los GD, según lo establecido en la letra a), del numeral II., del Artículo 3-27.

El Interesado, en caso de que este haya sido el responsable de realizar los estudios, deberá presentar, junto a la NC, una actualización del estudio de ajustes de protecciones, considerando la máxima potencia de inyección de acuerdo con la etapa de conexión del PMGD. Dicho estudio deberá ser presentado en conjunto con la solicitud.

En aquellos casos en que la Empresa Distribuidora fue la responsable de realizar los estudios, deberá realizar las verificaciones respectivas de los estudios técnicos para determinar la máxima potencia de inyección y con ello dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente NT y a la normativa aplicable. Lo anterior, deberá realizarse en un plazo no superior a un mes desde la presentación de la NC por parte del Interesado, comunicando su intención de conexión de PES por etapas.

Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Distribuidora podrá, a solicitud del Interesado o propietario u operador del PMGD, tomar medidas adicionales para aumentar la potencia máxima de generación y establecer bloques de generación horario para las inyecciones de energía y potencia. Asimismo, podría incluir mecanismos de automatismos y sistemas de protección adicionales a los establecidos en la presente norma técnica y la normativa vigente.

Para los efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico, en los casos que corresponda, el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar dicha operación tanto con la Empresa Distribuidora como con el Coordinador, de acuerdo con lo señalado en el presente capítulo y la normativa vigente.

CAPÍTULO 4 FACTOR DE REFERENCIACIÓN

Título 4-1 Generalidades

Artículo 4-1. Objetivo

Los propietarios de los PMGD deberán participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas, las cuales están sujetas a la coordinación del Coordinador, en conformidad a lo establecido en el Reglamento. Para tal efecto, las inyecciones de energía y potencia de los PMGD deberán ser referidas a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación. Para ello, se utilizará un Factor de Referenciación (FR), el cual deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora de acuerdo con lo dispuesto en el presente capítulo y entregado al Coordinador según los términos y plazos que se indiquen.

Artículo 4-2. Responsabilidad del cálculo del FR

La responsabilidad de calcular cada FR será de la Empresa Distribuidora en cuyas redes se encuentre conectado el PMGD. Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá entregar las bases de datos, con las consideraciones tomadas en los cálculos y toda la información necesaria para que el FR respectivo pueda ser revisado y reproducido por los PMGD del Alimentador respectivo o por el Coordinador.

En caso de que exista uno o más PMGD conectados en un Alimentador que se conecte a un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, se deberá considerar el conjunto de instalaciones como un solo sistema para el cálculo del FR. Para ello, la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador que está conectado a otro Alimentador deberá proporcionar toda la información necesaria a la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador conectado a la subestación primaria, para que esta última pueda calcular un único FR.

En caso de algún desacuerdo entre las partes, ya sea en la implementación de la metodología de cálculo o del cálculo mismo del FR, estas podrán recurrir a la Superintendencia.

Artículo 4-3. Consideraciones para el cálculo

El Factor de Referenciación de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora una vez al año y comunicado al Coordinador y a los propietarios de los PMGD. La fecha de comunicación será el primer día del mes de noviembre. Para el cálculo, se deberán utilizar como datos, los registros horarios de la operación real de demanda del Alimentador y generación de los PMGD desde una fecha que represente el estado actual del Alimentador hasta el 30 de septiembre del año del cálculo en curso. Asimismo, la red de distribución utilizada para el cálculo debe corresponder a la topología en condición normal de operación. Lo anterior, podrá ser fiscalizado por la Superintendencia, pudiendo esta ejecutar las medidas administrativas que correspondan en caso de detectar la entrega de información errónea, inconsistente o no representativa. Además, se deberán utilizar y considerar en el cálculo los perfiles de tensión en cabecera de él (los) Alimentador(es) y los requerimientos de reactivos por parte de los PMGD.

Para el caso descrito en el segundo inciso del Artículo 4-2 de la presente norma técnica, la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador que se conecte a un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, deberá proporcionar la información necesaria para el cálculo en un plazo que no excederá el quinto día del mes de octubre.

La Empresa Distribuidora deberá enviar, junto a la comunicación al Coordinador y a los propietarios de los PMGD, la base de datos utilizada para el cálculo de los FR, las memorias de cálculo y una minuta explicativa que resuma el proceso.

El Factor de Referenciación será idéntico para todos los PMGD conectados a un mismo Alimentador, a excepción de los que aún mantengan acuerdos de pérdidas con la Empresa Distribuidora, los cuales tendrán, por el plazo definido en dicho acuerdo, Factores de Referenciación igual a uno. Una vez vencido dicho acuerdo, el PMGD en cuestión deberá adoptar el FR respectivo del Alimentador al cual se conecta.

Si para la fecha de cálculo del FR existe uno o más PMGD que no dispongan de registros de operación real en la ventana de tiempo definida en el primer inciso del presente artículo, estos deberán ser considerados en el cálculo utilizando para ello las inyecciones proyectadas entregadas por el Interesado en su respectiva SCR.

En el caso de que alguno de los PMGD no inyecte la totalidad de la potencia considerada en su ICC, el cálculo del FR deberá considerar la totalidad de la potencia proyectada para dicho Proyecto, salvo en caso de que existan limitaciones por restricciones por congestión. De esta forma, la matriz deberá ser determinada considerando el escenario de mayor de generación agregada, y en dicho caso deberán completarse las ventanas sin registros en conformidad con lo establecido en el Artículo 4-7 de la presente norma técnica.

A efectos de la aplicación de este capítulo, se entenderá por generación o inyección de los PMGD, a la potencia máxima de inyección que estos puedan aportar en el Punto de Conexión, independientemente de si se trata de un PMGD con o sin componente de almacenamiento.

Artículo 4-4. Distribución de la demanda para el cálculo de los FR

Para la modelación de los escenarios de generación y demanda agregada, se deberá realizar un análisis de flujo de potencia a partir de los registros de las mediciones tomadas en la cabecera del Alimentador, considerando la opción de escalamiento de carga para el flujo de potencia. Las cargas del Alimentador se modelarán en los puntos donde existen transformadores de distribución, ponderando los niveles de carga del Alimentador en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución. Sin perjuicio de lo anterior, y en caso de disponibilidad de la información, la Empresa Distribuidora podrá utilizar los datos de consumo o demanda asociados a los transformadores de distribución para realizar dicha modelación.

Luego del escalamiento de cargas indicado en el párrafo anterior, se debe definir la condición base de la red para las variables de las demandas registradas, generación y todas las demás variables que hayan sido consideradas en el proceso de escalamiento. Posteriormente, se debe realizar el cálculo con y sin PMGD. Los flujos de potencia deberán considerar las variables asignadas como la demanda

para cada una de las cargas para determinar las pérdidas eléctricas total de la red, con o sin PMGD. Finalmente, se debe determinar la matriz de factor de referenciación según el procedimiento establecido en el Título 4-2 de la presente norma técnica.

La Empresa Distribuidora podrá considerar, para el prorrateo de la demanda, los registros de medida tomados en los equipos de medida ubicados a lo largo del Alimentador, identificando claramente la ubicación de cada equipo de medida y detallando el código único en su respectiva Plataforma de Información Pública. Con el objeto de una mejor estimación de los escenarios de estudio, se deberá entregar obligatoriamente la data de dichos registros en coherencia con los registros entregados de demanda en cabecera del Alimentador.

La demanda considerada para el cálculo de los factores de referenciación deberá estar asociada a los registros de demanda de al menos 12 meses respecto al último cálculo de FR realizado en el alimentador. Esta información deberá representar el comportamiento normal de la red, excluyendo los registros horarios que representen una condición anormal, posea errores en la medición, contenga registros de alguna maniobra transitoria o traspaso de carga entre Alimentadores, o por algún otro motivo que represente una condición anormal en la red.

Artículo 4-5. Observaciones del FR

El Coordinador y los propietarios de los PMGD podrán realizar observaciones a los cálculos realizados, las que deberán ser remitidas a la Empresa Distribuidora a más tardar 10 días después de haber recibido el cálculo por parte de la Empresa Distribuidora, de acuerdo con lo indicado en el artículo precedente. Una vez que la Empresa Distribuidora reciba las observaciones, deberá recalcular los Factores de Referenciación, justificando si acoge o rechaza una o más de las observaciones realizadas por el Coordinador y/o los propietarios de los PMGD.

La Empresa Distribuidora deberá comunicar los resultados finales del cálculo de los Factores de Referenciación al Coordinador y a los propietarios de los PMGD el primer día hábil de diciembre. De haber recibido observaciones, la Empresa Distribuidora deberá acompañar la comunicación con un reporte que detalle el tratamiento de las observaciones planteadas.

Los Factores de Referenciación calculados deberán ser aplicados por el Coordinador a partir del 1 de enero siguiente, para referir las inyecciones de energía y potencia de los PMGD a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación.

Título 4-2 Metodología de cálculo del FR

Artículo 4-6. Cálculo del FR

El Factor de Referenciación corresponderá a una matriz cuyos valores dependerán de la Generación Agregada de los PMGD conectados y de la Potencia Consumida del Alimentador.

Las consideraciones presentadas para el cálculo, según lo indicado en el Artículo 4-3, y las consideraciones para el tratamiento de la demanda presentado en el Artículo 4-4, se utilizarán para realizar el cálculo de los factores de referenciación de la matriz.

| | |
|------------------------|--|
| | intervalo de Potencia Consumida ID_j . Se incluyen los PMGD que tienen contrato vigente de pago de pérdidas. |
| $PMGD_{g,h,IG_i,ID_j}$ | : Potencia generada por el PMGD g , durante la hora h , en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j . |
| $N_{i,j}$ | : Cantidad de horas en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j . |
| K | : Cantidad de PMGD conectados en el Alimentador L de la red de distribución bajo estudio. |

No se deberán considerar para este análisis los Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta menor al 5%, del año anterior al año de evaluación.

Artículo 4-7. Ventanas sin registros

En caso de que con los registros históricos especificados en el Artículo 4-3 existan ventanas dentro de la matriz FR_L sin registros, el cálculo del FR para cada ventana (IG_i, ID_j) sin registros deberá considerar datos creados, adoptando las siguientes consideraciones:

- Potencia Consumida, que represente el valor medio del intervalo ID_j
- $(k + 2)$ niveles de Generación Agregada de PMGD que estén dentro del intervalo IG_i , como una combinación de los k PMGD conectados. Estas combinaciones deben abarcar los casos más representativos teniendo en cuenta las tecnologías de cada PMGD.

La Empresa Distribuidora deberá indicar aquellas ventanas sin registros de datos con el correspondiente cálculo que subsana la ausencia de estos.

Artículo 4-8. Aplicación de FR

Una vez obtenida la matriz de factores de referenciación de acuerdo con lo señalado en el Artículo 4-7, se deberá identificar el FR horariamente en función de las siguientes actividades:

- Determinar la Generación Agregada y la Potencia Consumida para cada hora.
- Para cada variable definida tanto de Generación Agregada como de Potencia Consumida, se deberá buscar la coordenada correspondiente dentro de la matriz de factores de referenciación, lo que permitirá definir el FR a aplicar en dicha hora.

En caso de que alguna o ambas variables estén fuera de los límites de la matriz, se deberá asignar el FR más cercano dentro de la matriz de factores de referenciación.

El Coordinador deberá indicar los factores de referenciación utilizados para efectos de la valorización de energía y potencia, según lo establecido en el artículo 10° del Reglamento, o el que lo reemplace.

Adicionalmente, el Coordinador deberá publicar de los factores de referenciación, con sus respectivos antecedentes, que le fueron comunicados por las Empresas Distribuidoras de acuerdo con lo establecido en el Artículo 4-5 de la presente norma técnica. Esta publicación deberá ser

realizada con anterioridad a la utilización de los factores de referenciación por parte del Coordinador en el respectivo balance de transferencias.

Artículo 4-9. Opciones de actualización de los FR

Se deberá realizar una actualización de los FR, cada vez que ocurra alguno de los siguientes eventos:

- a) Cambio relevante y permanente en la topología de la Red de Media Tensión.
- b) Incorporación de un nuevo PMGD a la red de distribución, o bien, el retiro de un PMGD de la red de distribución.
- c) Aumento en a lo menos un 10% de la potencia consumida, comparados con los valores máximos de la matriz ($D_{m\acute{a}x}$), lo cual debe ser verificado en un 10% o más de los datos del mes.

La Empresa Distribuidora deberá calcular y comunicar los FR dentro de los primeros quince días del mes siguiente a la ocurrencia de alguno de los eventos descritos con anterioridad, a los propietarios de los PMGD y al Coordinador, quienes tendrán un plazo de 10 días contados desde la comunicación antedicha para realizar observaciones a los cálculos de los FR actualizados.

La Empresa Distribuidora tendrá un plazo de 10 días para informar los FR definitivos, acompañando la comunicación con un reporte que detalle el tratamiento de las observaciones realizadas por los propietarios de los PMGD y del Coordinador.

Los FR actualizados comenzarán a regir desde el primer día del tercer mes siguiente a la ocurrencia de alguno de los eventos descritos anteriormente, y tendrán vigencia hasta la próxima fecha de cálculo de FR establecida en el Artículo 4-3 o hasta la próxima actualización según los términos del presente artículo.

Artículo 4-10. Consideraciones ante registros insuficientes

En caso de no contar con los registros suficientes especificados en el Artículo 4-3 para definir los límites de la matriz de FR, se podrán adoptar alguna de las siguientes consideraciones:

- a) Para conformar los intervalos de Potencia Consumida ID_j , se considerará la Potencia Consumida máxima (P_{max}) como la capacidad de diseño del Alimentador y la Potencia Consumida mínima (P_{min}) como un 30% de la demanda máxima respectiva.
- b) Para conformar los intervalos de generación IG_i , se considerará la Generación Agregada máxima (G_{max}) como la suma de las capacidades de los PMGD y la Generación Agregada mínima (G_{min}) como cero.

Para los efectos establecidos en el presente artículo, se entenderá que existen registros insuficientes cuando éstos representen una data inferior a dos meses de datos horarios. Asimismo, para el cálculo de los FR de cada ventana sin registros, se utilizarán las consideraciones especificadas en el Artículo 4-7 de la presente NT.

CAPÍTULO 5 CONTROVERSIAS

Título 5-1 Generalidades

Artículo 5-1. Alcance

Los Interesados, propietarios u operadores de un PMGD y las Empresas Distribuidoras podrán formular reclamos ante la Superintendencia por controversias que se susciten durante la tramitación de una SCR, respecto del ICC, los estudios de conexión, el informe de costos de conexión, y los costos de las Obras Adicionales, Ampliaciones y Ajustes, la Notificación de Conexión, o por controversias que se susciten con posterioridad a la conexión, comunicación de energización o entrada en operación de un PMGD, en aplicación de los establecido en el Título IV del Reglamento.

Las solicitudes de extensión de vigencia del ICC, conforme al Reglamento, suscitadas ante la pérdida de vigencia del ICC, con motivo de la no presentación o insuficiencia de antecedentes para la acreditación del avance del proyecto según el cronograma de ejecución del proyecto, o por la revocación de la declaración en construcción por parte de la Comisión, no se someterán al procedimiento de controversias establecido en el presente capítulo, sino que serán sometidas al procedimiento especial establecido en el Artículo 5-8 de la presente norma técnica.

Finalmente, las controversias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a coordinación serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos conforme a lo establecido en la Ley.

Título 5-2 Procedimiento de Controversias

Artículo 5-2. Presentación de Controversias

El Interesado o la Empresa Distribuidora, según sea el caso, podrá presentar su reclamo dentro del plazo de 20 días contados desde que se produzca el desacuerdo. La solicitud deberá ser fundamentada y deberá contener, al menos:

- a. Identificación del reclamante
 - i. Nombre completo y copia del documento de identificación respectivo.
 - ii. Copia autorizada del documento que acredite la representación del reclamante, con certificación de vigencia no mayor a 30 días, en caso de que correspondiera.
 - iii. Datos del PMGD en controversia:
 - i) Proceso de Conexión.
 - ii) Nombre del PMGD, Alimentador y Subestación asociada.
 - iii) Empresa Distribuidora asociada al punto de conexión.
 - iv) Identificar si el alimentador nace de otra Empresa distribuidora.
 - v) Acreditar la representación del titular del PMGD, en caso de que se presente controversia por un proyecto de terceros.

- b. Descripción de la problemática, detallando los hechos que dan origen a la controversia en orden cronológico, identificando la etapa específica del proceso de conexión donde acontecieron los hechos, y acompañando todos los demás antecedentes del caso que sean pertinentes. Asimismo, se deberá incorporar la petición concreta a la Superintendencia, en base a los eventuales incumplimientos incurridos por el Interesado o la Empresa Distribuidora, según corresponda.
- c. Indicación de las medidas provisionales solicitadas por el reclamante, si procedieran, conforme lo establecido en el Reglamento, las cuales deberán estar debidamente justificadas, detallando los efectos perjudiciales que ocasionaría el no dictar dichas medidas.

La solicitud deberá ser presentada a través de la Oficina de Partes de la Superintendencia, de forma digital o física, o bien, en la página web que dicho servicio disponga para tal efecto. El plazo para la solicitud deberá encontrarse dentro de lo estipulado en el Reglamento.

Para dar cumplimiento a los requisitos establecidos en el presente capítulo, la Superintendencia podrá establecer los medios y formatos necesarios para la presentación, admisibilidad, entrega de antecedentes y la resolución de los casos.

Artículo 5-3. Medidas provisionales

El Interesado, propietario u operador de un PMGD o Empresa Distribuidora que presente una controversia ante la Superintendencia, podrá solicitar en su presentación el establecimiento de medidas provisionales, en caso de que estas se estimen necesarias. Para ello, el reclamante deberá señalar dentro de su solicitud, durante el curso del procedimiento administrativo, la justificación de dicho requerimiento, señalando los efectos perjudiciales que tendría la no dictación de las medidas solicitadas en el proceso en cuestión.

Artículo 5-4. Admisibilidad de las Controversias

Dentro del plazo de 15 días contado desde la presentación de una controversia, la Superintendencia podrá declararla admisible si constata el cumplimiento de todos los requisitos de presentación establecidos en el presente título, o inadmisibles en caso contrario. En caso de que los antecedentes se encuentren conformes con la normativa vigente, la Superintendencia declarará la admisibilidad de la controversia. La resolución que resuelva lo anterior, será notificada por carta certificada a las partes o por los medios que para ello disponga la Superintendencia.

El plazo establecido en el Reglamento para resolver la controversia se contará desde la resolución que declare de admisibilidad de esta.

Asimismo, durante la tramitación de la controversia, la Superintendencia podrá solicitar informes a otros organismos o a cualquiera de las partes para profundizar sobre una materia en particular, de acuerdo con lo señalado en la Ley N° 18.410 o aquella que la reemplace, los que deberán ser enviados en los plazos que al efecto determine la Superintendencia.

Los plazos establecidos en la normativa vigente se suspenderán mientras no sea notificada la respuesta a la Superintendencia por parte de los organismos o partes correspondientes.

Artículo 5-5. Controversias respecto del ICC y Estudios de Costos de Conexión

Los Interesados, propietarios u operadores de un PMGD podrán presentar controversias en caso de manifestar disconformidades o requerir aclaraciones respecto de los resultados presentados en el Informe de Criterios de Conexión y/o Estudio de Costos de Conexión, dentro del plazo establecido en el Reglamento.

Sin perjuicio de lo anterior, dentro de los 5 días siguientes a la presentación de la controversia ante la Superintendencia, el Interesado deberá notificar su ingreso a la Empresa Distribuidora respectiva, por cualquier medio escrito, señalando las razones que originaron dicha presentación, identificando la fecha y el número de ingreso a la Superintendencia.

En caso de declararse admisible la controversia por parte de la Superintendencia, la Empresa Distribuidora deberá dar respuesta íntegra a las disconformidades o solicitudes de aclaración presentadas por el Interesado, de acuerdo con las instrucciones y plazos que al efecto determine la Superintendencia durante la tramitación del reclamo.

En todo lo demás, este tipo de controversias se regirá por las normas generales establecidas en el presente capítulo de la norma técnica.

Artículo 5-6. Plazo de presentación de antecedentes adicionales y observaciones

El plazo máximo para la presentación de antecedentes adicionales del caso por cualquiera de las partes no podrá superar los 40 días desde la declaración de admisibilidad de la controversia. Luego de recibidos los antecedentes respectivos por la Superintendencia, estos deberán ser puestos en conocimiento de la contraparte, notificándole dichos antecedentes por carta certificada o por los medios que para ello disponga.

En el caso de que el reclamante presente observaciones respecto de los antecedentes aportados por su contraparte o por terceros durante la tramitación de la controversia, estas deberán ser presentadas a la Superintendencia en un plazo no superior a 5 días desde notificada dicha información, con copia a la contraparte.

Asimismo, durante el proceso administrativo, el reclamante podrá ejercer su derecho a desistirse de su solicitud ante la Superintendencia, la cual deberá pronunciarse al efecto, notificando a las partes la resolución que determine el desistimiento de la controversia por carta certificada o por los medios que para ello disponga, en un plazo no mayor a 20 días hábiles desde la presentación de dicho desistimiento. La Empresa Distribuidora deberá comunicar dicha situación a los demás interesados una vez que sea emitida la resolución respectiva del caso, conforme las indicaciones presentadas por la Superintendencia para dicho propósito.

Artículo 5-7. Plazos para resolución e impugnación

La Superintendencia resolverá la controversia en un plazo no superior a 60 días, contado desde que se declare su admisibilidad. Los demás plazos establecidos en el Reglamento quedarán suspendidos mientras la Superintendencia no resuelva el reclamo, en los casos que corresponda, pudiendo incluirse casos de terceros que cuenten con ICC emitido y que puedan relacionarse con el alimentador y subestaciones materia de la controversia planteada.

En caso de que el resultado de la controversia implique una actualización de las condiciones establecidas en el ICC, la Empresa Distribuidora deberá emitir la versión actualizada de dicho informe, incorporando lo resuelto por la Superintendencia. El ICC actualizado deberá ser remitido al Interesado y al Coordinador en un plazo no superior a 10 días contados desde la notificación que resuelve la controversia.

En caso de que la resolución sea impugnada por alguna de las partes, esta se deberá ajustar a las exigencias establecidas en la Ley N° 18.410, o aquella que la reemplace.

Artículo 5-8. Solicitudes de mantención de vigencia de ICC

Las solicitudes de extensión de vigencia del ICC conforme al Reglamento, suscitadas ante la pérdida de vigencia del ICC por motivo de la no presentación o insuficiencia de antecedentes para la acreditación del avance del proyecto según su cronograma de ejecución, o por la revocación de la declaración en construcción del mismo por parte de la Comisión, no se someterán al procedimiento de controversias establecido en el presente capítulo, sino que serán tramitadas mediante un procedimiento especial que al efecto determine la Superintendencia, y podrán presentarse por única vez y por razones justificadas.

La presentación de dichas solicitudes deberá realizarse conforme las reglas generales establecidas en la Ley 19.880, de Bases de los Procedimientos Administrativos y, en caso de que no se requieran antecedentes adicionales, serán resueltas en un plazo no superior a 30 días de decretada su admisibilidad. En caso de que se requieran antecedentes adicionales, serán resueltas en un plazo superior a 60 días de decretada su admisibilidad.

CAPÍTULO 6 AUDITORÍAS

Artículo 6-1. Objetivo y ámbito de aplicación

El objetivo del presente capítulo es definir los términos y condiciones generales para el desarrollo de las Auditorías, las cuales permitirán verificar el cumplimiento de los requisitos que establece la presente norma técnica, así como la demás normativa vigente al efecto.

La Superintendencia podrá instruir a la (o las) Empresa (s) Distribuidora (s) la ejecución de una Auditoría mediante resolución fundada, en los siguientes casos:

- a) Cuando requiera verificar la información entregada por parte de la Empresa Distribuidora a los usuarios o la Superintendencia.
- b) Cuando detecte falta de información o inconsistencias en la plataforma de información pública gestionada por las empresas distribuidoras.

En cualquiera de estos casos, el costo de las auditorías será de cargo de la Empresa Distribuidora que se audite.

Artículo 6-2. Principios y metodología de la Auditoría

Las Auditorías deben ser llevadas a cabo con integridad, imparcialidad, confidencialidad, independencia, y estar basadas en evidencia. Asimismo, deberán considerar los riesgos que influyen en su planificación, realización y presentación ante la Superintendencia.

Respecto a la metodología, se deberá tener presente lo indicado en la norma ISO 19011:2018 Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión, así como lo que disponga la Superintendencia en instrumento que destinará especialmente para tal efecto.

Artículo 6-3. De los Auditores Técnicos

Las auditorías serán efectuadas por empresas con carácter de Auditor Técnico, las que no deberán tener relación alguna, directa o indirectamente, con la Empresa Distribuidora a auditar. Asimismo, los Auditores Técnicos no podrán estar asociados de ninguna forma a los procesos de conexión de PMGD.

Los equipos de Auditores Técnicos deberán acreditar el conocimiento y la experiencia necesaria en el sector eléctrico en el ámbito de auditorías y de tecnologías de la información. Los prestadores del servicio de auditoría deberán contar con un encargado del equipo de auditoría, quien será el responsable ante la Superintendencia por los resultados obtenidos en el proceso.

La Superintendencia deberá contar con un registro anual de los Auditores. Esta establecerá un procedimiento para definir las condiciones para conformar dicho registro.

Artículo 6-4. Proceso de Auditoría

La Superintendencia podrá dar instrucción de Auditoría a la(s) Empresa(s) Distribuidora(s) correspondiente(s), para lo cual señalará el o los motivos respectivos, la información del proceso requerida, o el sistema de gestión que requiera ser auditado. Asimismo, podrá señalar los

parámetros mínimos requeridos para la Auditoría, tales como el tamaño de la muestra, nivel de confianza, margen de error y universo de la muestra.

La Empresa Distribuidora, una vez recibida la instrucción de Auditoría, deberá presentar un listado de auditores los cuales deberán acreditar sus competencias de acuerdo con el procedimiento que establezca la Superintendencia para tal efecto.

En caso de que la Superintendencia tuviese observaciones sobre los auditores propuestos, o bien sobre los planes de trabajos, metodologías, equipos, actividades, plazo o propuestas de informes a entregar, podrá realizar observaciones y/o requerir nuevas propuestas de auditores. Las observaciones deberán ser subsanadas por la Empresa Distribuidora dentro del plazo establecido por la Superintendencia para tal efecto. En el caso de requerir nuevas propuestas, estas deberán basarse en el registro de auditores que conforme la Superintendencia.

Una vez escogido el Auditor Técnico e informado a la Empresa Distribuidora, la Superintendencia podrá coordinar reuniones con el equipo del Auditor Técnico seleccionado para establecer los objetivos del programa de Auditoría.

El Auditor Técnico deberá entregar a la Superintendencia un programa de auditoría actualizado con las fechas de cada hito, dentro de los que se deberá considerar la realización de visitas a la Empresa Distribuidora, la entrega de informes preliminares y la entrega de un informe final de Auditoría, así como los objetivos o criterios del programa de Auditoría. La Superintendencia podrá realizar observaciones al programa de Auditoría y solicitar nuevos antecedentes o reuniones, con el fin de establecer las actividades para lograr los objetivos propuestos. La Superintendencia deberá validar el programa de Auditoría.

El informe final de Auditoría deberá contener las conclusiones obtenidas, junto a los resultados del análisis de cumplimiento de la normativa vigente. La Superintendencia podrá aprobar o solicitar cambios al informe final entregado por el Auditor Técnico, los que deberán ser subsanados en el plazo que se fije al efecto. Durante el proceso de Auditoría, los resultados de los informes deberán ser previamente aprobados por la Superintendencia para luego ser remitido a la Empresa Distribuidora.

Una vez aprobado el informe final, este deberá ser remitido a la Empresa Distribuidora por parte del Auditor Técnico, contando con un plazo de 15 días para presentar a la Superintendencia sus observaciones al documento. Por su parte, el Auditor Técnico deberá presentar a la Superintendencia las respuestas a dichas observaciones. Una vez aprobadas dichas respuestas por la Superintendencia, el Auditor Técnico dispondrá de un plazo de 10 días para entregar y publicar el informe final.

Sólo en casos excepcionales y debidamente justificados se podrán extender los plazos de los hitos fijados para la Auditoría, previa autorización de la Superintendencia.

Artículo 6-5. Monitoreo del Proceso Auditado

La Superintendencia, en cualquier momento, podrá realizar seguimiento al programa de Auditoría llevada a cabo por el Auditor Técnico, así como revisar e instruir mejoras a este.

De todas las reuniones que sostengan el Auditor Técnico y la Empresa Distribuidora, deberá existir un registro trazable que incluya al menos, una identificación completa y registro de los asistentes; consignación del lugar, fecha y hora de la reunión, fotografía de registro de la reunión, así como otras exigencias que pueda establecer la Superintendencia al efecto.

Asimismo, todo intercambio de información entre la Empresa Distribuidora, la Superintendencia y el Auditor Técnico deberá ser realizado a través de la plataforma digital de transferencia de datos que al efecto fijará la Superintendencia y bajo las condiciones que esta última determine.

La información obtenida en el contexto de las Auditorías deberá ser almacenada por la Empresa Distribuidora en un directorio especialmente dispuesto al efecto, garantizando en todo momento el acceso al mismo por parte de la Superintendencia.

**CAPÍTULO 7 EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA
LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN**

Título 7-1 Exigencias Generales

Artículo 7-1. Generalidades

Un PMGD conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en su caso, adquiere la calidad de usuario del SD y le serán aplicables los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente. Lo anterior, de manera que un PMGD pueda operar adecuadamente en el SD, y para que los efectos sobre la Red de Media Tensión del SD y sobre los clientes estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente, incluyendo que no se supere la potencia de inyección máxima entregada por el PMGD al SD.

Artículo 7-2. Exigencias en el Punto de Conexión

Las exigencias establecidas en el presente capítulo deben cumplirse en el Punto de Conexión, aunque los equipos mismos estén ubicados en otro lugar. Las exigencias del presente capítulo se aplican tanto a la conexión de PMGD con solo una Unidad Generadora, en base a la capacidad de esa unidad, como a la de PMGD constituidos por varias unidades generadoras, en este caso, en base a la capacidad agregada de las unidades.

Artículo 7-3. Mantenimiento de instalaciones

El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento el buen estado de las instalaciones eléctricas que permiten la conexión de éste con el SD. Dichas instalaciones comprenden el conjunto de líneas y equipos eléctricos entre su Punto de Conexión al SD y sus unidades de generación, incluyendo el Punto de Conexión, así como también los equipos de control y monitoreo, junto con sus respectivos enlaces de comunicación.

Asimismo, la Empresa Distribuidora podrá solicitar al Propietario del PMGD que efectúe el mantenimiento y/o las reparaciones que sean necesarias sobre las líneas y/o equipamiento que indica el párrafo anterior, en el caso que se detecten anomalías, debiendo remitirse esta solicitud con copia a la Superintendencia.

Artículo 7-4. Certificación o Autorización de Productos

Los productos que formen parte de un equipo de generación, para poder ser utilizadas bajo el esquema de PMGD, deberán contar con la certificación o autorización de la Superintendencia. Esta exigencia sólo será aplicable para los productos que se definan en el procedimiento que emita la Superintendencia para tales efectos y en aquellos PMGD integrados a edificaciones.

Artículo 7-5. Conexión de transformadores elevadores

La conexión de PMGD a redes de media tensión se hará a través de transformadores elevadores de tensión con uno de sus devanados en conexión delta. Se podrá implementar tanto una conexión D-y (delta en media tensión) como una conexión Y-d (estrella en media tensión aterrizada). En ambos casos, se deberán implementar esquemas de protecciones (transformadores de corriente y

potencial, protecciones y equipos de interrupción de suministro), los cuales deben ser selectivos para detectar y despejar oportunamente las fallas a tierra que ocurran en el lado de media tensión.

En caso de que la conexión del PMGD se realice mediante un transformador distinto a los mencionados en el párrafo anterior, esta será aceptada siempre y cuando se realice un estudio de protecciones que pruebe el correcto funcionamiento de estas. Esto aplica para todos los PMGD, incluyendo aquellos de impacto no significativo.

Para el caso de PMGD asincrónicos sin equipos de electrónica de potencia incorporados, la velocidad de partida debe estar entre el 95% y 105% de su velocidad de sincronismo. Si el PMGD solo pudiese partir como motor, deberá convenir con la empresa correspondiente las condiciones de conexión a la Red de Media Tensión.

Para controlar la energía reactiva suministrada a la red, los PMGD sincrónicos dispondrán de un control de excitación que permita regular la energía reactiva suministrada a la red.

Título 7-2 Interruptor de acoplamiento e instalación de conexión

Artículo 7-6. Respaldo

La Instalación de Conexión dispondrá de una alimentación de consumos propios desde el SD, así como de un abastecimiento de Servicios Auxiliares independiente del SD, normalmente mediante baterías. La capacidad de estas deberá estar dimensionada para operar toda la Instalación de Conexión, incluidos todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares, durante el tiempo y las condiciones establecidas en el Pliego Técnico Normativo RPTD N°10 de la Superintendencia, o el que lo reemplace. No se permitirá operar la Instalación de Conexión si la tensión medida en bornes de las baterías está por debajo de los niveles mínimos recomendados por el fabricante; y ante la ausencia de los Servicios Auxiliares a causa de una condición de falla.

Artículo 7-7. Interruptor de acoplamiento

El Interruptor de Acoplamiento deberá permitir la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla cuando actúen sobre él las protecciones del mismo. El Interruptor de Acoplamiento y sus aparatos de control, deberán quedar ubicados cercanos al Punto de Conexión según lo acordado entre la Empresa Distribuidora y el propietario del PMGD, no obstante, la ubicación de este equipo deberá ser visible y accesible para el personal de la Empresa distribuidora u organismos calificados.

Para la conexión del PMGD con el SD, este equipo de maniobras deberá contar con la capacidad de interrupción ante las corrientes de falla previstas en el Punto de Conexión seleccionado o en la ubicación de operación efectiva, en el caso de Instalaciones Compartidas y en los PMGD menores a 500 kW, tal como se describe en el Artículo 7-19. Además, este equipo deberá asegurar la separación galvánica de todas las fases.

Adicional al Interruptor propio de la Unidad Generadora, la Instalación de Conexión deberá contar con un interruptor tripolar, sobre el cual actuará la Protección RI descrita en el Artículo 7-17.

Artículo 7-8. Equipos de Control y Monitoreo para PMGD

Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a los centros de control de las Empresas Distribuidoras, a efectos de monitorear y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD.

Los equipos señalados deben cumplir con los estándares de diseño y construcción utilizados por la Empresa Distribuidora en sus Redes de Distribución, conforme a lo indicado en el Artículo 2-4. Las Empresas Distribuidoras, en ningún caso, podrán exigir un estándar de diseño superior a los usualmente utilizados en sus instalaciones.

Artículo 7-9. Equipamiento

La Instalación de Conexión del PMGD se constituirá de los siguientes elementos mínimos, ordenados desde el SD hasta las unidades generadoras:

- a) Desconectador.
- b) Equipamiento de medida.
- c) Protección RI.
- d) Interruptor de Acoplamiento.

Este último deberá operar en MT, exceptuándose el caso de Instalaciones Compartidas descrito en el Artículo 7-19, y en los PMGD menores a 500 kW.

La Protección RI deberá medir en MT, exceptuándose el caso de PMGD menores a 500 kW descrito en el Artículo 7-17.

El orden del equipamiento de medida podrá variar respecto a los otros elementos mínimos de la Instalación de Conexión del PMGD, si esto se acuerda entre la Empresa Distribuidora y el PMGD. La reubicación del equipamiento de medida podrá ser solicitada por cualquiera de las partes, ya sea por razones técnicas o condiciones operativas. Los involucrados deberán acordar los detalles específicos de la nueva ubicación del equipamiento, y garantizar que esta nueva ubicación cumpla con las exigencias de seguridad y calidad de servicio. Esta reubicación en ningún caso implicará una modificación en la propiedad de los elementos de la instalación de conexión.

El respaldo del sistema de medida debe ser verificado dentro de las pruebas de puesta en servicio, a que se refiere el Artículo 8-18 de la presente norma técnica.

Las partes de la Instalación de Conexión que están unidas galvánicamente con la Red de Media Tensión del SD deberán disponer de protección contra descargas atmosféricas y sobre tensiones.

El diseño y construcción de la Instalación de Conexión, así como de la totalidad de la subestación de conexión, se realizarán conforme lo establecido en el Artículo 1-4.

El desconectador indicado en el literal a) deberá contar con apertura visible, y estar ubicado en el Punto de Conexión al SD y será accesible en todo momento al personal de la Empresa Distribuidora.

Además, en la primera estructura del Empalme del PMGD, deberá existir un letrero que indique “Peligro Generador Conectado” que debe ser visible a una distancia de al menos 20 metros.

Artículo 7-10. Puesta a tierra

El esquema de puesta a tierra de la Instalación de Conexión de un PMGD no deberá originar sobretensiones que excedan la capacidad de los equipos conectados al SD ni tampoco alterar la coordinación de la protección contra fallas a tierra de la Red de Media Tensión del SD.

Los sistemas de puesta a tierra dispuestos para los equipamientos de interconexión del PMGD, señalados en el Artículo 7-9, serán incluidos dentro de los costos de conexión del PMGD.

En el caso de los PMGD eólicos, la puesta a tierra de protección de las torres y de los equipos montados en ella contra descargas atmosféricas será independiente del resto de las tierras de la instalación.

Los demás requisitos aplicables a la puesta a tierra del PMGD deberán cumplir lo dispuesto por el Artículo 1-4.

Artículo 7-11. Coordinación con equipos del SD

La conexión de un PMGD no deberá hacer que se sobrepase la capacidad de los equipos existentes en el SD, ni la capacidad de interrumpir cortocircuitos en ella. Asimismo, la conexión de un PMGD no deberá causar la operación de Interruptores o desconectores existentes en el SD, ni impedir su cierre o reconexión. No se podrán ocupar equipos que no estén aprobados para ello, en particular, en las funciones de separación o conexión de un PMGD, dar respaldo a un Interruptor y en general en la operación con carga.

Artículo 7-12. Regulación de tensión del transformador elevador

En caso de que la tensión del SD en el Punto de Conexión presente un rango de variación que supere las exigencias establecidas, se recomienda que el transformador de media a baja tensión de la Instalación de Conexión tenga un rango de regulación bajo carga suficiente, de manera de compensar en todas las instalaciones de baja tensión la banda de variación que presente la tensión en la Red de Media Tensión.

Las características del transformador deberán ser informadas a la empresa correspondiente, incluyendo conexión, paso del cambiador, impedancias de cortocircuito, máxima corriente de conexión, entre otras.

Adicionalmente, la conexión del neutro del lado de media tensión de todos los transformadores conectados galvánicamente con el SD deberá ser determinada por la Empresa Distribuidora respectiva.

Título 7-3 Dispositivo de Sincronización

Artículo 7-13. Exigencias

En el caso de PMGD sincrónicos directamente conectados a la Red de Media Tensión del SD, el dispositivo de sincronización requerido para cumplir con las condiciones de sincronización deberá ser automático y contener un equipamiento de medida, compuesto por un doble medidor de frecuencia, un doble medidor de tensión y un medidor de tensión de secuencia cero.

Título 7-4 Instalaciones de control y medida

Artículo 7-14. Ubicación

Los medidores destinados a facturación y sus aparatos de control correspondientes, deberán quedar ubicados cercanos al Punto de Conexión según lo acordado entre la Empresa Distribuidora y el propietario del PMGD. No obstante, la ubicación de los equipos deberá ser visible y accesible para el personal de la Empresa Distribuidora u organismos calificados.

En Instalaciones Compartidas, se podrá utilizar un equipo de medida bidireccional que cumpla con las exigencias establecidas tanto para la medición de las inyecciones de energía como de los consumos, conforme a la normativa vigente.

Artículo 7-15. Incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas

Los PMGD deberán implementar un sistema de medida de acuerdo con lo dispuesto en el Título “Sistema de Medidas de Transferencias Económicas” de la NTSyCS vigente.

Los medidores de energía, analizadores de red y los Equipos Compactos de Medida deberán ser polifásicos y cumplir con el índice de clase de precisión indicado en la NTSyCS vigente.

Por su parte, los transformadores de corriente y de potencial para medida deberán ser de tres elementos y cuatro hilos.

El enlace de comunicación desde las instalaciones del PMGD hasta la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE) del Coordinador podrá ser implementado de dos maneras; la primera de acuerdo con lo indicado en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas” de la NTSyCS, es decir, a través de un enlace de comunicación exclusivo directo al Coordinador. Si el PMGD utiliza esta conexión, deberá habilitar un acceso para que la Empresa Distribuidora pueda interrogar a los equipos de medida, con el objeto de que esta última pueda conocer el estado operativo del PMGD.

Como segunda alternativa, el PMGD podrá implementar un enlace hacia el sistema de comunicación de la Empresa Distribuidora, de manera que el envío de las medidas del PMGD hacia la PRMTE se realice a través del enlace de comunicaciones que la Empresa Distribuidora dispone para estos fines. Este tipo de conexión también deberá permitir el acceso de la Empresa Distribuidora a las mediciones del PMGD, con el objeto de que aquella pueda conocer el estado operativo de éste.

Adicionalmente, el sistema de medida deberá disponer de equipos de respaldo, mediante baterías o un sistema de almacenamiento de energía equivalente, que le permita operar por al menos dos horas luego de una interrupción de suministro.

En caso de que un PMGD se componga de unidades generadoras de más de una tecnología, se deberá tener un equipo de medida por cada agrupación de unidades de la misma tecnología.

Excepcionalmente, aquellos PMGD cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, podrán implementar sistemas de medida que cumplan con las exigencias establecidas en el Artículo 7-16 de la presente norma.

Artículo 7-16. Incorporación de PMGD con Baja Potencia Instalada

Los PMGD cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, deberán enviar las medidas que sean requeridas a la PRMTE del Coordinador, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7-15, pero considerando las siguientes exigencias especiales para los sistemas de medición asociados:

1. Características Generales de los Sistemas de Medición:

- 1.1. Fabricación acorde a última revisión de norma IEC 62052-11:2003 e IEC 62053-22:2003, ANSI 12.20, NCh 2542, o aquellas que las reemplacen.
- 1.2. Capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.
- 1.3. Del tipo estático normalizados como índice de clase de precisión 0,5 o más precisa, según norma IEC 62053-22:2003 o aquella que la reemplace.
- 1.4. Disponer de tres elementos y cuatro hilos, para conexión designada como Sistema de Medida de tres elementos. Solo se podrán instalar transformadores de corriente y de potencial de dos elementos en caso de que la medición se realice en un transformador elevador con grupo de conexión no aterrizado en el lado de media tensión, donde se realice la medición.
- 1.5. Corriente de carga máxima secundaria de, al menos, 10 [A] para medidores de corriente nominal de 5 [A], y de, al menos, 2 [A] para medidores de corriente nominal de 1 [A].
- 1.6. Disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.
- 1.7. Disponer de programas que, al menos, permitan la lectura y configuración local.
- 1.8. Disponer de capacidad para generar archivos de salida con formato exportable a planillas de cálculo de uso comercial.

2. Memoria de Masa para los Sistemas de Medición:

- 2.1. Disponer de almacenamiento de información en periodos de integración de 15 minutos.
- 2.2. Disponer de memoria de masa para el registro de, al menos, 4 canales durante un período de al menos 40 días, para almacenamiento en periodos de integración de 15 minutos.
- 2.3. Capacidad de conservar los datos históricos ante ajustes de sincronización u otros, es decir, mantener inalterados los registros anteriores a la intervención.
- 2.4. Capacidad de mantener su configuración y memoria de masa durante, al menos, 40 días por medio de una memoria no volátil.

3. Registro de Variables:

- 3.1. Medición y cálculo de, al menos, las siguientes variables eléctricas en unidades de ingeniería:
 - 3.1.1. Energía Activa Consumida [kWh] (1 variable)
 - 3.1.2. Energía Reactiva Consumida [kVArh] (1 variable)
 - 3.1.3. Energía Activa Inyectada [kWh] (1 variable)
 - 3.1.4. Energía Reactiva Inyectada [kVArh] (1 variable)
- 3.2. Configuración de las constantes de razón de transformación y de multiplicación, de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada o retirada.
- 3.3. La cantidad de periodos de data medida debe ser igual a la cantidad de periodos correspondientes al tiempo transcurrido.
- 3.4. Registrar los retiros en canales directos (delivered consumido o positivo), y las inyecciones en los canales reversos (received entregado, inyectado o negativo), considerando como referencia la barra de conexión.
- 3.5. El sistema de medición junto con el enlace de comunicación con el Coordinador deberá garantizar una disponibilidad de información mayor o igual al 97% en una ventana móvil de 12 meses.

4. Estampa de Tiempo:

- 4.1. Para los medidores conectados cuya potencia sea menor a 1,5 MW la estampa podrá ser al inicio o al final del intervalo de cada registro.
- 4.2. La hora local de los equipos de medida deberá estar referida a UTC-3, sin cambio durante el año. El ajuste de hora necesario para adecuar los registros a la hora oficial definida en la presente NT de SyCS debe ser realizado por los respectivos sistemas del Coordinador.

- 4.3. La sincronización horaria deberá ser ejecutada con una regularidad tal que impida diferencias superiores a 3 minutos entre la hora referida a UTC-3 y la hora del equipo de medida.
- 4.4. La sincronización horaria podrá ser realizada en forma remota o presencial, según las funcionalidades que estén disponibles en el equipo de medida.
- 4.5. El reloj interno deberá disponer de un sistema de alimentación que le permita una operación autónoma por, al menos, 5 años.
- 4.6. El equipo de medida deberá disponer de un visualizador o display que permita al Cliente visualizar la hora configurada en el equipo.

5. Comunicaciones y envío de datos de los Equipos de Medida:

- 5.1. El sistema de comunicación deberá permitir al PRMTE del Coordinador acceder a la información de la hora local del medidor.
- 5.2. Disponer de protocolos estándares y abiertos para ser integrado al PRMTE que defina el Coordinador. En caso de que dicho medidor no se encuentre en la PRMTE, el PMGD deberá coordinarse con el proveedor de la PRMTE del Coordinador, con el objeto de que sea incorporado en dicha plataforma.
- 5.3. Contar con un puerto de comunicación Ethernet, de acuerdo con lo establecido en el Anexo Técnico de la NTSyCS “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”, o un puerto de comunicación serial. En caso de que se utilice un puerto serial, deberá establecerse un periodo de lectura remota diario para uso exclusivo de la PRMTE del Coordinador, lo que debe ser previamente acordado con el Coordinador. Durante dicho periodo, el equipo deberá estar siempre disponible para el uso exclusivo del Coordinador, debiendo el PMGD asegurar dicha disponibilidad.
- 5.4. Si el equipo de medida presenta problemas para realizar el registro de las variables eléctricas o para establecer la comunicación con la PRMTE del Coordinador, este último notificará al PMGD correspondiente. El PMGD tendrá un plazo máximo de 15 días desde recibida la notificación, para tomar las medidas correctivas que permitan subsanar o normalizar el problema. Si transcurrido dicho plazo el problema persiste, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, junto con todos los antecedentes del caso, para que esta inicie un proceso de investigación, el cual podrá concluir con sanciones y/o desconexiones de las instalaciones involucradas.

En el caso de interrupción en la interrogación remota de los equipos de medida, el PMGD será responsable de enviar la información que requiera el Coordinador en los formatos que este último establezca y con una periodicidad diaria o cada 3 días corridos como máximo, desde ocurrida la interrupción y hasta que se restablezca interrogación remota de los equipos de medida.

Artículo 7-17. Protección RI

Las medidas de protección para el PMGD, distintas a la protección RI, tales como protección contra cortocircuitos, protección contra sobrecargas y protección contra descargas eléctricas, deberán ser implementadas respetando las normas vigentes.

Todos los PMGD deberán contar con una protección RI, la que deberá estar ubicada cercana al equipo de medida o en un punto a convenir entre el titular del PMGD y la Empresa Distribuidora.

El equipamiento utilizado para la protección RI deberá contar con la funcionalidad de almacenar los registros de operación ante un evento, que permita evaluar su operación por parte de la Empresa Distribuidora o del Coordinador. El PMGD deberá mantener la información almacenada por a lo menos 9 meses después de ocurrido un evento. La Empresa Distribuidora o el Coordinador podrá solicitar la información de los registros en la ventana temporal antes señalada.

La Protección RI deberá medir en MT, exceptuándose el caso de PMGD menores a 500 kW, en donde se podrá utilizar un esquema de medición en BT, siempre que la caída de tensión entre el Punto de Conexión a la red y la protección RI en BT sea inferior del 3%.

Las señales para la Protección RI podrán ser obtenidas directamente de un equipo compacto de medida, siempre y cuando no se sobrepase la potencia nominal definida (burden) para el equipo de medición.

En caso de que el Interruptor de Acoplamiento fuese un equipo Reconectador, la protección RI podrá estar integrada a éste. Esta protección actuará sobre el Interruptor de acoplamiento para la desconexión del PMGD del SD cuando se presenten valores inaceptables de tensión o frecuencia, o se detecte una condición de funcionamiento en isla no intencionada.

La pérdida de comunicación entre la Protección RI y el Interruptor de Acoplamiento, deberá producir la apertura inmediata de este último. En el caso que la protección RI esté integrada al Interruptor de Acoplamiento, esta desconexión no podrá ser retrasada por ninguna otra función de control.

Las funciones de la Protección RI medirán las variaciones de tensión y frecuencia en media tensión. La medición de tensión deberá implementarse trifásicamente y la tensión se medirá entre fases, mientras que las protecciones contra caída o subida de la frecuencia podrán ser implementadas monofásicamente. Además, deberá ser posible acceder a la lectura de los ajustes de la protección RI sin la necesidad de elementos adicionales.

La Empresa Distribuidora deberá verificar los ajustes de la Protección RI, sellar los equipos de protección y realizar bloqueo de acceso remoto contra eventuales modificaciones. En caso de que sea posible, el control de la Protección RI quedará bajo clave digital, la cual estará en conocimiento de la Empresa Distribuidora. Además, la Empresa Distribuidora será la única facultada para supervisar modificaciones a los ajustes de las protecciones y podrá realizar auditorías aleatorias al estado de estas, así como sobre el sello de las mismas. La Empresa Distribuidora deberá mantener un registro de cada inspección que realice, el cual podrá ser solicitado por la Superintendencia.

La forma de operar de la Protección RI deberá ser garantizada por un certificado o protocolo de pruebas entregado por el fabricante. Dicho certificado será entregado por el Propietario u Operador del PMGD a la Empresa Distribuidora respectiva en la etapa de Puesta en Servicio o en las Pruebas Periódicas, según corresponda.

En el caso de que la Protección RI se encuentre integrada en un equipo reconector, se podrá prescindir del sello señalado en el inciso precedente, siempre y cuando el equipo cuente con funciones de registros auditable para todos los cambios en la configuración del mismo y que la Empresa Distribuidora pueda bloquear el acceso remoto a los ajustes del reconector garantizando la imposibilidad de realizar modificaciones a éste.

Artículo 7-18. Funciones de protección

Las funcionalidades de protecciones eléctricas mínimas (Protección RI) que un PMGD debe implementar en el Interruptor de Acoplamiento son:

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

Adicionalmente, la Instalación de Conexión deberá contar con las siguientes funciones de protecciones:

- a) Sobrecorriente de Fase (Nema 50/51).
- b) Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N).
- c) Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N).

En caso de que el PMGD cuente con un transformador elevador con conexión Y-d, no se requerirá implementar la función de Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N), siempre y cuando las fallas residuales puedan ser detectadas por las protecciones de sobrecorriente.

Artículo 7-19. Disparo transferido

En el caso de una Instalación Compartida, el Interruptor de Acoplamiento podrá ubicarse en un lugar distinto a la Instalación de Conexión, con el propósito de que la desconexión del PMGD no implique necesariamente la desconexión de las instalaciones de consumo. De manera análoga, en el caso de PMGD con capacidad instalada inferior a 500 kW, el Interruptor de Acoplamiento también podrá ubicarse en un lugar distinto a la Instalación de Conexión. Para tal efecto, la Protección RI deberá actuar sobre el Interruptor de Acoplamiento mediante un sistema de disparo transferido.

El sistema de disparo transferido deberá cumplir con las siguientes características mínimas:

- a) En caso de falla del enlace para la transferencia del disparo, el Interruptor de Acoplamiento deberá desacoplar al PMGD inmediatamente.
- b) Se deberá tomar resguardo contra interferencias que puedan afectar al sistema de disparo transferido.
- c) Las especificaciones técnicas del sistema de disparo transferido se realizarán conforme lo establecido en el Artículo 1-4 y deberán contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

En caso de que en una Instalación Compartida no se habilite el esquema descrito en el primer párrafo, la Protección RI deberá actuar sobre el Interruptor de Acoplamiento ubicado en el Punto de Conexión con el Alimentador, desconectando simultáneamente el PMGD y el consumo, frente a fallas en la red.

En caso de presencia de grupos de emergencia, se deberá tomar los resguardos necesarios para evitar el paralelismo no intencional entre éstos y el o los PMGD.

En cualquier caso, la implementación de disparo transferido no reemplaza las protecciones propias del PMGD.

Artículo 7-20. Limitación de potencia a inyectar y restricción de carga desde la red

El PMGD no podrá superar los excedentes de potencia consignados en el respectivo ICC, ni operar fuera de los bloques horarios autorizados, cuando corresponda. Asimismo, un PMGD con componente de almacenamiento no podrá cargar su componente de almacenamiento desde la red de distribución. Para garantizar el cumplimiento de dicha condición, el PMGD deberá implementar los automatismos necesarios que permitan limitar sus inyecciones hacia la red y restringir la carga de la componente de almacenamiento desde la red de distribución, en caso de que corresponda. Lo anterior, en un tiempo máximo de actuación de 2 segundos. Los PMGD con componente de almacenamiento con ajuste horario deberán disponer de las protecciones, controles y redundancia necesarias que permitan garantizar la inyección de sus excedentes conforme a los bloques horarios consignados en su ICC.

Asimismo, la Empresa Distribuidora será la responsable de definir la consigna horaria para los dispositivos asociados al PMGD, indicando expresamente la referencia de tiempo GMT para la programación, sincronización y verificación del cumplimiento de las condiciones establecidas en el ICC.

Dispositivos para las Pruebas de Protección RI Para la ejecución de la prueba a la Protección RI, deberá instalarse una regleta con separación longitudinal y provista de bornes de pruebas, la que deberá quedar ubicada en un lugar de fácil acceso. A través de esta regleta se accederá a los terminales de medida de las protecciones, a las tensiones auxiliares y a los disparos hacia el Interruptor de Acoplamiento.

El tipo y conformación de la regleta de pruebas deberán ser acordados con la Empresa Distribuidora o con la empresa dueña de instalaciones de distribución, en su caso y, de la misma forma, podrá

establecerse que la regleta sea reemplazada por enchufes de prueba, siempre que éstos aseguren la imposibilidad de efectuar conexiones incorrectas.

En las pruebas a realizar, se deberá verificar que los archivos de almacenamiento se han creado correctamente con todas las variables pertinentes, en función del tipo de evento que se prueba.

Artículo 7-21. Sistemas de comunicación operativa

Los PMGD deberán disponer en todo momento de Sistemas de Comunicación, correspondiente a vínculos telefónicos y/o de radiocomunicaciones, que permitan establecer las comunicaciones de voz con la empresa respectiva, y entre aquellos PMGD que posean una relación funcional de tipo operativo.

En el caso que el enlace de comunicación para efectos del sistema de medida se implemente desde el PMGD a la Empresa Distribuidora, éste será utilizado para verificar el estado de la conexión del PMGD al Alimentador, cuando la Empresa Distribuidora lo estime necesario.

Título 7-5 Calidad de servicio del PMGD

Artículo 7-22. Cumplimiento de la normativa técnica

Los PMGD deberán en todo momento cumplir con los estándares y exigencias establecidas en la normativa técnica, que corresponda, a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio de las redes de distribución.

Artículo 7-23. Inyección de corriente continua

Un PMGD y su Instalación de Conexión no deberán inyectar una corriente continua superior al 1% del valor de la corriente nominal en el Punto de Conexión.

Artículo 7-24. Parpadeo

El PMGD no deberá crear una severidad de Parpadeo molesta para otros usuarios del SD. Lo anterior se medirá conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Artículo 7-25. Distorsión armónica

Las corrientes y tensiones armónicas generadas por el(los) inversor(es) o convertidor(es) de frecuencia que formen parte de un PMGD deberán cumplir con los estándares definidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

En la operación del PMGD, las corrientes y tensiones armónicas inyectadas en el Punto de Conexión, no deberán superar los límites dispuestos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Título 7-6 Operación en Isla**Artículo 7-26. Operación en Isla**

En las Instalaciones Compartidas, el PMGD podrá abastecer el consumo del respectivo cliente, siempre que dichas instalaciones permanezcan aisladas del SD. Para ello, se deberá implementar un esquema de protecciones que garantice que no se inyectará energía a la red mientras esta permanezca desenergizada.

La Empresa Distribuidora podrá convenir con el propietario u Operador del PMGD una Operación en Isla del PMGD, bajo condiciones de interrupciones de suministro programados, acordadas, coordinadas y/o estudiadas por la empresa correspondiente. Para ello, el propietario u Operador del PMGD 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 PMGD.

CAPÍTULO 8 EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN

Título 8-1 Generalidades

Artículo 8-1. Verificación de exigencias

La verificación de las exigencias establecidas en el Capítulo 7 de la presente norma técnica para las Instalaciones de Conexión se realizará en conformidad a las pruebas señaladas en el presente capítulo. Estas pruebas son aplicables a cualquier esquema de conexión. Los resultados de estas pruebas deberán ser documentados formalmente por el propietario u Operador del PMGD. Dicha documentación deberá estar disponible para la Empresa Distribuidora y la Superintendencia.

Las especificaciones y exigencias tendrán validez cualquiera que sea la característica del PMGD, esto es, máquina sincrónica, máquina asincrónica, inversor estático o convertidor de frecuencia.

Artículo 8-2. Comunicación y Autorización de Interconexión

La etapa de puesta en servicio de un PMGD es aquella que se inicia con la interconexión y energización del mismo por parte de la Empresa Distribuidora. Todo PMGD que se interconecte al Sistema de Distribución deberá previamente haber sido declarado en construcción por la Comisión y autorizado por el Coordinador para su energización.

Para la puesta en servicio, la Empresa Distribuidora deberá manifestar si tiene o no reparos respecto a la autorización del Coordinador para el inicio de este proceso, en conformidad a lo establecido en el procedimiento de conexión del Capítulo 3.

Título 8-2 Pruebas de diseño y de la instalación de conexión

Artículo 8-3. Pruebas de equipamiento de conexión

Las pruebas de diseño corresponden a aquellas efectuadas en equipos representativos, ya sea en fábrica, en un laboratorio de pruebas o en terreno, bajo condiciones adecuadas. Las pruebas son requeridas tanto para equipos en celdas, con componentes herméticos, como para equipos individuales al aire libre. Se entiende como equipos representativos, al menos, los siguientes:

- a) Interruptor de Acoplamiento;
- b) Equipos de Sincronización;
- c) Conductores aéreos y subterráneos;
- d) Transformador(es);
- e) Inversores; y
- f) Equipos de Medición.

Artículo 8-4. Interferencia electromagnética

Los equipos correspondientes a la Instalación de Conexión deben demostrar que la existencia de interferencia electromagnética no debe conducir a un cambio de estado o a una falsa operación de la instalación, según lo dispuesto en el Artículo 9-5. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4.

Artículo 8-5. Formación de isla eléctrica

La prueba de formación fortuita de isla eléctrica deberá verificar que se cumple con lo establecido en el Artículo 9-11 de la presente norma técnica, cualquiera sea el método usado para detectar aislamiento. Esta exigencia podrá ser acreditada mediante la presentación de certificados emitidos en conformidad con las normas IEEE 1547 o VDE 0126-1-1 u otra normativa equivalente.

Artículo 8-6. Inversores

Los PMGD que operan con inversores deberán cumplir con:

- a) Límites de inyección de corriente continua prescritos en el Artículo 7-23. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1-4. Los PMGD que operan con inversores deberán verificar que, bajo un grupo controlado de condiciones, la unidad cumple con los límites armónicos especificados en el Artículo 7-25. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1-4.
- b) Adicionalmente, en caso de que estén conformados por inversores tipo full converter, deberán acreditar el cumplimiento de la protección anti isla según la norma IEC 62116 (alternativamente VDE 0126-1-1, IEEE 1547 o VDE AR-N 4105 según corresponda), mediante la presentación de una declaración de conformidad del fabricante.

Artículo 8-7. Sincronización

Las pruebas de sincronización deberán demostrar que se cumple con las exigencias establecidas en el Artículo 9-2. Según la tecnología de la Unidad Generadora, se realizarán las siguientes pruebas:

- a) Conexión de un PMGD sincrónico a una Red de Media Tensión de un SD: Esta prueba debe demostrar que el equipo de sincronización no permite el cierre, si alguno de los 3 parámetros señalados en el Artículo 9-2 está fuera del rango exigido al momento de la conexión. Para ello, se deberá ajustar fuera de rango en el sincronizador cada uno de los parámetros indicados en el Artículo 9-2 en forma secuencial, y verificar que al cabo de 5 minutos no se produce el cierre del Interruptor de sincronismo del generador. Finalmente, se deberá verificar que al ajustar los 3 parámetros indicados en el Artículo 9-2 dentro del rango, se produce el cierre del Interruptor de sincronismo del generador.

- b) Conexión de una máquina asincrónica: En el caso de generadores de inducción autoexcitados, se debe determinar la máxima corriente de partida, o inrush, tomada por la máquina. Los resultados de la prueba, junto con la información sobre impedancias de la Red de Media Tensión del SD en la localidad propuesta, permiten estimar la caída de tensión en la partida, y verificar que la unidad no excede las exigencias de sincronización establecidas en el Artículo 9-2, ni las exigencias de Parpadeo establecidas en Artículo 7-24.
- c) Conexión de instalaciones con inversores: Un PMGD que opera con inversores y que produce tensión fundamental antes de la conexión, deberá ser probado en forma similar a los generadores sincrónicos.
- d) Otros PMGD basados en inversores: Se deberá determinar la máxima corriente de partida del generador. Los resultados de la prueba, junto con la información sobre impedancias de la Red de Media Tensión del SD en la localidad propuesta, permitirán estimar el cambio de tensión en la partida, y verificar que la unidad no excede las exigencias de sincronización hechas en el Artículo 9-2 y las exigencias de Parpadeo del Artículo 7-24.

Artículo 8-8. Aislamiento

Para las pruebas de aislamiento, se considerará que el desempeño frente a ondas de impulso de la Instalación de Conexión deberá ser evaluado en relación con las exigencias del Artículo 9-6, bajo todas las formas normales de operación, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4, para todos los equipos de Tensión Nominal inferior a 1.000 V. Los equipos de tensión superior a 1.000 V serán probados de acuerdo con los estándares del fabricante o de quien integre los equipos. Para los circuitos de control y de señales se verificará que su desempeño frente a ondas de impulso sea conforme lo establecido por el Artículo 1-4. Como resultado de las pruebas, se habrá verificado que la unidad no falló, no operó erróneamente, ni proporcionó información equivocada.

Además, para las pruebas de aislamiento, se considerará que al dispositivo de apertura visible se le realizará una prueba de dieléctrico a través de los contactos abiertos del mismo, para confirmar que se cumplen las exigencias relativas al equipo de cierre de la Instalación de Conexión del Artículo 9-6.

Título 8-3 Pruebas de puesta en servicio

Artículo 8-9. Generalidades

Las pruebas de puesta en servicio tienen como finalidad comprobar el correcto desempeño del equipamiento de la Instalación de Conexión y Unidad Generadora en terreno. 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.

Los protocolos para la realización de las pruebas de puesta en servicio podrán ser presentados de forma anticipada a la misma, previo acuerdo entre el PMGD y la Empresa Distribuidora.

Las pruebas de puesta en servicio que se aplicarán a cada equipo serán las siguientes:

- a) Respuesta a tensión y frecuencia anormales.
- b) Respuesta a sobre corrientes residual y de fase.
- c) Pruebas de aislamiento.
- d) Prueba de formación fortuita de isla eléctrica.
- e) Limitación de inyecciones de potencia y disparo transferido.
- f) Pruebas de inyección de energía.
- g) Pruebas del equipamiento de respaldo del sistema de medida.
- h) Inspección de las instalaciones.
- i) Pruebas de puesta a tierra.
- j) Instalaciones de medida y facturación.
- k) Reconexión automática.
- l) Prueba de no formación de isla.
- m) Pruebas de verificación de parámetros de protecciones e inyección de PMGD.
- n) Pruebas de equipos de control y monitoreo para PMGD , de acuerdo a lo indicado en el Artículo 8-24.

Los resultados de las pruebas señaladas anteriormente deberán quedar anexadas al Convenio de operación, así como todas aquellas modificaciones o ajustes realizados con posterioridad a la puesta en servicio.

Artículo 8-10. Protocolo de puesta en servicio

Antes de las pruebas señaladas en el presente título, el Operador del PMGD o su propietario realizará las siguientes inspecciones visuales:

- a) Inspección para asegurar el cumplimiento de las exigencias establecidas en el Artículo 7-9.
- b) Inspección para confirmar la existencia del Interruptor de Acoplamiento, en concordancia con lo establecido en el Artículo 7-7.
- c) Inspección de los ajustes de la protección RI, tanto de los parámetros de desacoplamiento como de los de reconexión, en concordancia con lo establecido en el Artículo 9-10 y Artículo 9-11.

Artículo 8-11. Pruebas de respuesta a tensión y frecuencia anormales

- d) La prueba de respuesta a tensión y frecuencia anormales deberá demostrar que el PMGD dejará de energizar la Red de Media Tensión del SD cuando la tensión o la frecuencia sobrepasen los límites especificados en el Artículo 9-10 y Artículo 9-11.

Artículo 8-12. Pruebas de respuesta a sobrecorriente

La prueba de respuesta a sobrecorriente residual y de fase deberá demostrar que el PMGD dejará de energizar la Red de Media Tensión del SD cuando la corriente residual y de fase sobrepasen los límites especificados en el proyecto o estudio de protecciones. Esta prueba se puede realizar utilizando el método de inyección secundaria. Las Empresas Distribuidoras deberán disponibilizar de forma pública los protocolos utilizados para realizar dichas pruebas.

Artículo 8-13. Pruebas de aislamiento

Para las pruebas de aislamiento se considerará que al dispositivo de apertura visible se le realizará una prueba de dieléctrico a través de los contactos abiertos del mismo, para confirmar que se cumplen las exigencias del Artículo 9-6.

Artículo 8-14. Prueba de formación fortuita de isla

La prueba simplificada de formación fortuita de isla deberá verificar la actuación de la protección RI cuando los parámetros de ajuste se encuentran fuera del rango, según lo establecido en el Título 9-2 y Título 7-6, si corresponde, de la presente norma técnica. La realización de la prueba debe ser verificada por la Empresa Distribuidora.

Artículo 8-15. Prueba de limitación de inyecciones y restricción de carga desde la red

La prueba de limitación de inyecciones de potencia será aplicable para los PMGD cuya potencia instalada supere la potencia máxima declarada para inyección a la red y que tengan un sistema de limitación de inyecciones a la red. El sistema será probado para confirmar que la potencia declarada para inyección y el tiempo de operación del sistema no supere en ninguna circunstancia lo descrito en el Artículo 7-20.

Adicionalmente, los PMGD que cuenten con una protección en el Punto de Conexión con disparo transferido deberán verificar que la pérdida de comunicación entre la protección RI y el Interruptor de acoplamiento, provoca la desconexión inmediata del PMGD.

Adicionalmente, para los PMGD con componente de almacenamiento, se deberá realizar una prueba de restricción de carga desde la red de distribución. Esta prueba consistirá en verificar que el sistema de control bloquee el flujo de potencia desde la red de distribución hacia la componente de almacenamiento.

Artículo 8-16. Pruebas de Inyección de energía

El día de la PES, se deberá verificar que el PMGD esté en condiciones de poder inyectar un nivel de corriente adecuado que permita verificar la direccionalidad de los ajustes configurados en el interruptor de acoplamiento o reconectador. El nivel de corriente será indicado por Empresa Distribuidora en el respectivo protocolo para realización de las pruebas de puesta en servicio.

Artículo 8-17. Pruebas del equipamiento de respaldo del sistema de medida

El día de la PES, se deberá verificar que el equipamiento de respaldo del sistema de medida del PMGD cumpla con los requerimientos establecidos en el Artículo 7-15 de la presente Norma Técnica.

Artículo 8-18. Inspección de las instalaciones

El Operador del PMGD o su propietario deberá realizar una inspección de la Instalación de Conexión y Unidad Generadora del PMGD, a fin de verificar que estas correspondan con los planos, memorias y especificaciones técnicas del proyecto definitivo y que sirvieron de base para la emisión del ICC.

Artículo 8-19. Pruebas de puesta a tierra

El Operador del PMGD o su propietario deberá realizar pruebas a las mallas de puesta a tierra en todas las instalaciones propias del PMGD, con el objetivo de comprobar su existencia y su correcta implementación. Lo anterior, deberá ser en concordancia con lo dispuesto en el Artículo 1-4 de la presente norma técnica.

Artículo 8-20. Instalaciones de medida y facturación

El Operador del PMGD o su propietario deberá verificar la concordancia de las instalaciones de medida y facturación de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7-15 y Artículo 7-16. Adicionalmente, los equipos de medida deberán contar con sus respectivos certificados de aprobación y comprobación de exactitud emitidos por entidades autorizadas por la Superintendencia para tales efectos.

Deberá verificarse la existencia del enlace y respectivo protocolo de comunicación con la distribuidora o Coordinador, en conformidad a lo indicado en el Artículo 7-13.

Artículo 8-21. Reconexión automática

El PMGD que cuente con reconexión automática deberá verificar que dicha reconexión se realice según las exigencias del Artículo 9-13.

Artículo 8-22. Pruebas de no formación de isla

Una vez conectado el PMGD, el Operador del PMGD deberá llevar a cabo la Prueba de Funcionamiento de la no formación de Isla. Para ello, se deberá comprobar el funcionamiento de la

separación del SD, operando un equipo que interrumpa la carga. Se debe verificar que la Instalación de Conexión deja de energizar sus terminales de salida, y no reconecta o no recomienza su operación dentro del rango de tiempo requerido. La prueba deberá ser ejecutada individualmente para cada fase. Esta prueba verifica concordancia con las exigencias sobre separación de la Red de Media Tensión del SD establecidas en el Capítulo 7.

De existir una instalación compensadora de reactivos, se deberá comprobar que ella es conectada y desconectada junto con el PMGD.

Para los PMGD que operen en una isla programada, deberá efectuarse la Prueba de Funcionamiento de Operación Programada en Isla, una vez suscrito el acuerdo de Operación en Isla con la Empresa Distribuidora. Durante la prueba, el PMGD deberá mantener en todo momento los niveles de tensión y frecuencia establecidos en la normativa vigente.

Todas las pruebas señaladas en el presente artículo serán realizadas siguiendo los procedimientos y protocolos elaborados por la Empresa Distribuidora y que deberán formar parte de la información pública de la Empresa Distribuidora. Para el caso de estas pruebas, se deberán incluir, al menos, cuando corresponda, las condiciones de operación, los elementos que se deben operar y las funciones de protecciones, conforme lo establecido en la presente norma técnica.

Artículo 8-23. Pruebas de verificación de parámetros de protecciones e inyección de PMGD

Durante la puesta en servicio, la Empresa Distribuidora verificará que los parámetros de las protecciones y de las inyecciones sean los adecuados. En caso de detectar inconsistencias en los ajustes, la conexión del PMGD no podrá llevarse a cabo. Esta situación debe quedar registrada como una conexión fallida atribuible al PMGD. Lo anterior, deberá ser subsanado por el PMGD en caso de presentar una nueva notificación de conexión.

Los PMGD ajustados a bloques horarios no podrán modificar sus parámetros de protecciones, incluida la protección de limitación de potencia, salvo que cuenten con la aprobación previa y por escrito de la Empresa Distribuidora. Por tanto, cualquier modificación no autorizada por la Empresa Distribuidora se considerará una acción que pone en riesgo la seguridad de las personas y de la red de distribución. En tal caso, la Empresa Distribuidora deberá suspender la puesta en servicio y proceder conforme al Artículo 3-15, informando de esta situación a la Superintendencia para los fines que correspondan.

Artículo 8-24. Pruebas de equipos de control y monitoreo para PMGD

El día de la Puesta en Servicio, la Empresa Distribuidora deberá realizar las pruebas necesarias en los equipos de control y monitoreo para verificar que el PMGD esté debidamente comunicado e integrado al centro de control de la Empresa Distribuidora. Para ello se deberá verificar que el interruptor de acoplamiento opera correctamente.

Artículo 8-25. Pruebas de puesta en servicio

Los resultados de las pruebas de puesta en servicio señaladas en el presente título estarán contenidos en el “formulario de protocolo de puesta en servicio” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Datos relacionados con el PMGD
 - I. Nombre del proyecto, Alimentador y subestación donde se conecta.
 - II. N° de proceso de conexión y de solicitud de ICC.
- b. Inspección Visual para asegurar cumplimiento de las exigencias técnicas establecidas en Capítulo 7.
 - I. Confirmación de existencia de Interruptor de Acoplamiento.
 - II. Ajustes de la protección RI, parámetros de desacoplamiento y de reconexión.
 - III. Existencia de protecciones con funciones de sobrecorriente de fase, residual y sobretensión de secuencia cero.
- c. Parámetros de desconexión de la protección RI.
 - I. Rangos de tensión y tiempos de despeje.
 - II. Rangos de frecuencia y tiempos de despeje.
- d. Parámetros de reconexión de la protección RI.
 - I. Rangos de tensión y tiempos de reconexión.
 - II. Rangos de frecuencia y tiempos de reconexión.
- e. Parámetros de protección anti-isla.
 - I. Relé Salto Vector o Rocof.
 - II. Tiempo de desconexión medido Salto Vector o Rocof.
- f. Excedente de potencia asociada a la puesta en servicio.
- g. Consumos propios del PMGD.
- h. Declaración de realización de puesta en servicio en presencia de Empresa Distribuidora e instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia.
- i. Declaración jurada de cumplimiento de todas las exigencias establecidas en la presente norma técnica.
- j. PES por etapas.
- k. Verificación del funcionamiento del Sistema de Limitación de Inyecciones, cuando corresponda, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 8-15 de la presente norma técnica.

- I. Verificación de la integración de los equipos de control y monitoreo al Centro de Control de la Empresa Distribuidora, conforme a lo establecido en el Artículo 8-24.

Las pruebas de puesta en servicio deben ser realizadas en presencia de la Empresa Distribuidora y de un instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia.

Una vez superadas las pruebas, el “formulario de protocolo de puesta en servicio” deberá ser firmado y archivado por el PMGD, la Empresa Distribuidora y el instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia como comprobante de la realización de ellas. Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá enviar copia del “formulario de protocolo de puesta en servicio” a la Superintendencia, con copia al Coordinador, dentro de los 5 días siguientes a la realización de estas pruebas.

Artículo 8-26. Entrada en Operación

El PMGD deberá enviar una carta dirigida al Coordinador solicitando su Entrada en Operación. En caso de que no existan requerimientos normativos que se encuentren pendientes, el Coordinador comunicará mediante carta dirigida al PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Superintendencia y a la Comisión, el otorgamiento de la autorización indicando la fecha de Entrada en Operación, a partir de la cual la instalación quedará disponible por parte del Coordinador para todos los efectos establecidos en la normativa vigente. En caso de rechazo, el Coordinador indicará al PMGD, con copia a la Empresa Distribuidora, sobre los requerimientos que se encuentran pendientes.

El Coordinador tendrá un plazo máximo de 20 días para responder a la solicitud del PMGD.

**CAPÍTULO 9 EXIGENCIAS PARA LA
OPERACIÓN Y COORDINACIÓN DE
PMGD**

Título 9-1 Comportamiento en estado normal en la red de media tensión

Artículo 9-1. Regulación y Elevación de Tensión

Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el Punto de Conexión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas. Con todo, las variaciones de tensión no podrán exceder los límites señalados en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente.

Artículo 9-2. Sincronización al SD

El PMGD debe permitir su sincronización al SD sin originar oscilaciones de tensión en el Punto de Conexión mayores que un $\pm 6\%$ de la tensión previa a la sincronización, y sin originar un Parpadeo que exceda lo indicado en el Artículo 7-24. Esto deberá ser comprobado mediante estudios sistémicos, comparando la operación del Alimentador en condiciones normales de operación previo a la conexión del PMGD, y el Alimentador con el PMGD ya conectado, en un escenario de generación máxima del PMGD evaluado en conjunto con la demanda máxima del Alimentador.

En el caso de generadores sincrónicos, los ajustes máximos del equipo de sincronización automática serán los siguientes:

- a) Diferencia de tensión $\Delta V < \pm 10\%$
- b) Diferencia de frecuencia $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$
- c) Diferencia de ángulo de fase $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$

Artículo 9-3. Energización por parte del PMGD

El PMGD no deberá energizar la Red de Media Tensión del SD, o parte de esta, cuando la red se encuentre desenergizada, salvo autorización y coordinación previa con la Empresa Distribuidora. La reconexión del PMGD deberá realizarse en los términos especificados en el Artículo 9-13.

Artículo 9-4. Compensación de potencia reactiva

La compensación de reactivos asociada a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la presente norma técnica para el punto de repercusión respectivo.

Cuando se requiera instalar compensación, se deberá acordar con la Empresa Distribuidora la potencia, conexión y forma de control de ella. Si la potencia reactiva inyectada por el PMGD presenta oscilaciones que generan variaciones superiores o iguales al 5% de la Tensión de Suministro en el punto repercusión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente.

Los condensadores de compensación instalados junto al PMGD no podrán ser conectados a la Red de Media Tensión del SD antes de sincronizar el generador, y deberán ser desconectados simultáneamente con el generador. Las maniobras de conexión y desconexión de equipos de

compensación reactiva se deberán realizar en conformidad con el mecanismo de coordinación acordado con la empresa respectiva.

Artículo 9-5. Interferencia electromagnética

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir interferencia electromagnética, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4, sin que la existencia de interferencias lleve a un cambio de Estado de Operación o a una operación falsa de ella.

Artículo 9-6. Ondas de tensión y corriente

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir ondas de tensión y corriente, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4.

El equipo de cierre de la Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir un 220% de la Tensión de Suministro permanentemente.

Artículo 9-7. Desconexión por pérdida de señal del monitoreo y control PMGD

Ante la presencia de una pérdida de la señal de monitoreo y control de un PMGD, donde podría verse comprometida la operación segura de la Red de Distribución, la Empresa Distribuidora podrá establecer la desconexión del PMGD del Sistema de Distribución. Dicha desconexión se mantendrá por el tiempo estrictamente necesario para garantizar el establecimiento de la señal de monitoreo o hasta que la Empresa Distribuidora tenga la certeza de que la seguridad de las redes se encuentra debidamente resguardada.

Asimismo, la Empresa Distribuidora está facultada para operar remotamente el interruptor de acoplamiento si se constatasen o previesen condiciones que pongan en riesgo la seguridad de las personas y/o el Sistema Eléctrico.

Para efectuar la reconexión a la Red de Distribución, el PMGD deberá acatar las instrucciones que imparta la Empresa Distribuidora, a efectos de reestablecer las inyecciones al Sistema de Distribución, dichas acciones deberán ser justificadas y registradas en la bitácora de operaciones que hace referencia el Artículo 9-14. La reconexión del PMGD deberá realizarse en los términos especificados en el Artículo 9-13.

Artículo 9-8. Desconexión por modificación a las condiciones establecidas en el ICC

Los PMGD no podrán modificar unilateralmente las condiciones establecidas en su ICC, incluyendo las limitaciones horarias y los niveles de inyección definidos. Asimismo, tampoco podrán intervenir el Sistema de Limitación de Inyecciones, si lo tuviere, sin contar con la autorización de la Empresa Distribuidora. Cualquier modificación no autorizada por la Empresa Distribuidora se considerará que compromete la seguridad de las personas, la calidad y seguridad del servicio de la Red de Distribución y, por tanto, la Empresa Distribuidora podrá desconectar al PMGD del Sistema de Distribución. La desconexión deberá ser justificada y registrada en la bitácora que hace referencia el Artículo 9-14.

Con todo, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Empresa Distribuidora. Esta última dispondrá de 10 días contados desde el ingreso de dicho reclamo, para dar respuesta a la solicitud. De no llegar a acuerdo entre las partes, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Superintendencia.

Título 9-2 Comportamiento en estado de falla

Artículo 9-9. Desconexión

El PMGD deberá separarse automáticamente de la Red de Media Tensión del SD durante fallas en el circuito al cual está conectado.

Cuando el PMGD esté conectado a una Red de Media Tensión de un SD, en el que existe reconexión, el tiempo de despeje de la Protección RI deberá ser lo suficientemente breve como para garantizar que el PMGD se separe de la Red de Media Tensión durante el periodo sin tensión, antes de la reconexión.

La conexión o cierre del Interruptor de acoplamiento deberá ser impedida mientras la tensión de la Red de Media Tensión del SD se mantenga por debajo del valor de operación de la protección contra caídas de la tensión, según se especifica en el Artículo 9-13.

El PMGD deberá estar separado de la Red de Media Tensión del SD, cuando esta sea reconectada al Sistema Interconectado.

Artículo 9-10. Desconexión por tensión

Si cualquiera de las tensiones entre fases medidas alcanza uno de los rangos indicados en la Tabla 5, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en el tiempo de despeje señalado. Se entenderá como tiempo de despeje el tiempo que transcurre entre el inicio de la condición de falla y la separación de la Red de Media Tensión del SD. Los ajustes de tensión y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 5 Tiempo de despeje según rango de tensión

| Rango de tensión [% de V_n] | Tiempo de despeje [segundos] |
|---|-------------------------------------|
| $V < 50$ | 1,00 |
| $50 \leq V \leq 90$ | 2,00 |
| $110 < V < 120$ | 1,00 |
| $V \geq 120$ | 0,16 |

Los valores indicados en la columna “Rango de Tensión” de la Tabla 5 podrán ser adaptados a valores “fase-neutro” manteniendo los tiempos de despeje establecidos en la misma tabla.

Artículo 9-11. Desconexión por frecuencia

Cuando la frecuencia nominal del SD se encuentre dentro de los rangos indicados en la Tabla 6, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 6 Tiempo de despeje según rango de frecuencia

| Rango de Frecuencia [Hz] | Tiempo de despeje [minutos] |
|--------------------------|-----------------------------|
| Menor que 47,5 | Desconex. opcional |
| 47,5 a 48,0 | 30 |
| 48,0 a 49,0 | 90 |
| 49,0 a 51,0 | Permanente |
| 51,0 a 51,5 | 90 |
| Mayor que 51,5 | Desconex. opcional |

En caso de presentarse una Operación en Isla de manera involuntaria debido a una falla en el SD, la Instalación de Conexión del PMGD deberá detectar la situación y desconectarse de la Red de Media Tensión del SD en un tiempo máximo de 2 segundos.

Las protecciones anti isla eléctrica podrán ser del tipo Vector Shift u otro, y su diseño y configuración deberá realizarse en conformidad con lo establecido en el Artículo 1-4. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora. En caso de que el PMGD disponga de una protección del tipo ROCOF, esta deberá mantenerse deshabilitada.

En caso de que la Unidad Generadora cuente con protecciones anti isla activas integradas, estas deben ser implementadas y habilitadas obligatoriamente, independientemente de las protecciones ubicadas en la Instalación de Conexión.

Artículo 9-12. Pérdida de sincronismo

El PMGD deberá disponer de una protección contra pérdida de sincronismo, de modo de evitar efectos indeseados en la Red de Distribución, tales como el parpadeo o flicker, a que se refiere el Artículo 7-24 de la presente norma técnica. Esta protección deberá operar aislando el PMGD de la Red de Distribución en el Punto de Conexión.

Artículo 9-13. Reconexión al Sistema de Distribución

La Empresa Distribuidora autorizará la reconexión del PMGD al Sistema de Distribución cuando las variables de tensión y frecuencia se encuentren dentro de los rangos establecidos en la normativa vigente. A estos efectos, los rangos de tolerancia serán los siguientes:

1. Densidad Media o Alta⁴ : 0,94 a 1,06 VC y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente, durante al menos 5 minutos.
2. Densidad Baja o muy Baja⁵ : 0,92 a 1,08 VC y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente, durante al menos 5 minutos.

Cuando un PMGD se reconecte al SD luego de una falla en el SD o de una isla no intencionada, habiendo o no cambios topológicos en la red, la potencia inyectada no debe superar el gradiente de 10% de su Capacidad Instalada por minuto. Los PMGD, cuya potencia sea inferior a 500 kW y que no puedan configurar un gradiente, podrán reconectarse con un retardo de 1 a 10 minutos contados desde que las condiciones del SD se encuentren dentro de los rangos de tolerancia aceptados, incluyendo el tiempo de espera. Este tiempo será definido en coordinación con la Empresa Distribuidora.

Estos parámetros de reconexión podrán modificarse en casos justificados técnicamente por la Empresa Distribuidora, lo que deberá ser comunicado a la Superintendencia.

En el caso de una desconexión manual del PMGD por la Empresa Distribuidora, el titular del PMGD deberá coordinar la reconexión con la misma.

Artículo 9-14. Bitácora de Operaciones

La Empresa Distribuidora deberá mantener una Bitácora de Operaciones para cada PMGD, en la cual se registrarán todas las acciones operativas sobre el interruptor de acoplamiento. Dicha bitácora deberá ser elaborada de acuerdo con lo señalado en el Artículo 1-8 de la presente norma técnica. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviar la Bitácora de Operaciones al propietario u operador del PMGD si este lo solicita, a más tardar 10 días contados desde la fecha de la solicitud.

Título 9-3 Pruebas periódicas de la instalación de conexión

Artículo 9-15. Pruebas periódicas

El Operador del PMGD deberá mantener siempre en buenas condiciones técnicas todas las instalaciones requeridas para la operación coordinada con la Empresa Distribuidora y el Coordinador. Para ello, un instalador eléctrico que disponga de licencia clase A, emitida por la Superintendencia, deberá acreditar anualmente una inspección exhaustiva del estado del PMGD y una inspección visual de los ajustes de la Protección RI, junto con una revisión del correcto funcionamiento del Interruptor de Acoplamiento y los demás elementos de la Instalación de Conexión.

Adicionalmente, en intervalos regulares no mayores a 3 años, se deberán realizar pruebas a la Protección RI por medio del método de inyección secundaria, verificando que su operación sea de

⁴ Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.

⁵ Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.

acuerdo con los parámetros de configuración señalados en la presente norma técnica. Estas acciones deberán ser coordinadas y agendadas previamente con la Empresa Distribuidora con el fin del retiro e instalación de sellos de la Protección RI.

Los resultados deberán registrarse en un Protocolo e Informe de Pruebas Periódicas, en el cual se documentarán cronológicamente las pruebas realizadas, las que deberán estar siempre accesibles para la Empresa Distribuidora, la Superintendencia y la Comisión. Dicho informe contemplará los aspectos detallados en el “formulario de informe de pruebas periódicas” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Inspección de ajustes de parámetros de protección RI de desacoplamiento y reconexión.
 - I. Ajustes y tiempos de desconexión visualizados.
- b. Verificación de operación de protección RI mediante desajuste de valores límites.
 - i. Valor de disparo y tiempo de desconexión.
 - ii. Funcionamiento de reconexión automática.

La Empresa Distribuidora podrá solicitar en cualquier momento una verificación del Interruptor de Acoplamiento, de los ajustes de la Protección RI, así como la existencia del informe indicado en el presente artículo.

Los propietarios u operadores del PMGD deberán mantener un canal de comunicación con el centro de operaciones de la Empresa Distribuidora y el Coordinador. Asimismo, los propietarios u operadores del PMGD deberán mantener los contactos tanto administrativos como operativos actualizados.

En caso de irregularidades, la Empresa Distribuidora deberá notificar las causas del incumplimiento, con copia a la Superintendencia, y solicitar al PMGD la regularización en un plazo no superior a 10 días, en caso contrario la Empresa Distribuidora estará facultada para desconectar el PMGD del SD.

Artículo 9-16. Verificación parámetros de protecciones

El propietario u operador del PMGD deberá efectuar, al menos una vez al año, una verificación de los parámetros de sus protecciones. Esta verificación deberá ser realizada por un instalador eléctrico que disponga de licencia clase A, emitida por la Superintendencia.

La verificación deberá contemplar la revisión de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente, sobretensión, subtensión, frecuencia y desconexión, así como la validación de los parámetros asociados a la limitación de potencia, cuando corresponda. Adicionalmente, deberá constatar que no existan modificaciones no autorizadas respecto de los ajustes previamente autorizados y establecidos en el ICC.

Los resultados de esta verificación deberán quedar documentados en un informe técnico oficial que deje constancia de los hallazgos y de las acciones tomadas. El propietario u operador del PMGD deberá entregar este informe a la Empresa Distribuidora a más tardar 10 días hábiles contados desde

la fecha de su realización. Dicho informe deberán estar siempre accesible para la Empresa Distribuidora, la Superintendencia y la Comisión, en concordancia con el Artículo 9-15.

En caso de detectarse inconsistencias en los parámetros verificados, el informe técnico deberá detallar los hallazgos, las medidas correctivas implementadas y la fecha de subsanación de las deficiencias detectadas. De no subsanarse las inconsistencias, se considerará que compromete la seguridad de las personas, la calidad y seguridad del servicio de la Red de Distribución y, por tanto, la Empresa Distribuidora podrá tomar las medidas correspondientes conforme a lo establecido en el Artículo 9-8 de la presente norma técnica.

Artículo 9-17. Desconexión de Instalaciones

La Empresa Distribuidora podrá desconectar a un PMGD del SD sin previo aviso en caso de comprobarse un peligro inminente; ante perturbaciones que, encontrándose fuera de los rangos establecidos en la norma técnica correspondiente, afecten las instalaciones del SD; o, en caso de desconexión programada. En este último caso, la Empresa Distribuidora deberá informar previamente a los PMGD que se verán afectados por dicha desconexión.

Asimismo, esta medida también es válida para el caso en que la superación de la potencia inyectada máxima comprometa la operación del SD o si se detecta que los ajustes de las protecciones de red se encuentran adulterados.

La Empresa Distribuidora deberá informar a la Superintendencia en un plazo no superior a 5 días desde ocurrida la desconexión, con copia al Coordinador y al Operador del PMGD, toda vez que desconecte al PMGD del SD por las razones señaladas en el inciso anterior. Dicha carta deberá precisar el día, la hora de la desconexión y los motivos técnicos que justificaron la decisión.

La Empresa Distribuidora deberá informar los antecedentes de la reconexión, a la Superintendencia en un plazo no superior a 5 días de normalizada la desconexión, con copia al Coordinador y al Operador del PMGD.

Título 9-4 Del monitoreo del PMGD

Artículo 9-18. Monitoreo de PMGD

La Empresa Distribuidora deberá monitorear permanentemente las principales variables eléctricas del PMGD, con el fin de supervisar los niveles de inyección y el estado del interruptor de acoplamiento. Además, la Empresa Distribuidora deberá monitorear y controlar que la inyección de los PMGD que dispongan de una componente de almacenamiento se ajuste a los bloques horarios consignados en el Artículo 1-11.

Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá comprobar que los ajustes de las protecciones se encuentran en condiciones adecuadas para mantener las condiciones de operación y preservar la seguridad de la Red de Distribución.

Artículo 9-19. Comunicación con la Empresa Distribuidora

El PMGD debe estar siempre comunicado al sistema de monitoreo de la Empresa Distribuidora. A efecto de lo anterior, los enlaces de comunicación y el nivel de disponibilidad de la información deben ser acorde a los estándares aplicados en las redes de distribución de la respectiva Empresa Distribuidora.

Título 9-5 De la operación y control del PMGD**Artículo 9-20. Régimen de operación de Autodespacho**

Todos los PMGD operarán con régimen de operación de Autodespacho. A efecto de lo anterior, el PMGD es responsable de establecer la energía y la potencia que va a inyectar a la red de distribución a la cual se encuentra conectado.

Sin perjuicio de lo anterior, los PMGD con componente de almacenamiento que hayan optado por el régimen de bloques horarios, deberán ajustar su inyección de energía y potencia a la red de distribución a los bloques horarios consignados en el respectivo ICC.

Artículo 9-21. Operación y Control de PMGD

Los PMGD deberán en todo momento acatar inmediatamente las instrucciones emanadas por la Empresa Distribuidora y por el Coordinador, que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio del sistema eléctrico.

Artículo 9-22. Intervención en las Instalaciones del PMGD

Cualquier intervención u operación que desee realizar el PMGD en sus instalaciones, que pudiese generar algún riesgo en las redes de distribución, deberá ser coordinada con la Empresa Distribuidora. La Empresa Distribuidora será la encargada de operar el interruptor de acoplamiento, aislando al PMGD de las redes de distribución para tales efectos. La intervención señalada deberá quedar registrada en la Bitácora de Operaciones.

Artículo 9-23. Registro de la desconexión

Se deberá registrar detalladamente cualquier tipo de desconexión del PMGD en la Bitácora de Operaciones, incorporando los antecedentes que den cuenta del motivo de la desconexión.

En caso de que la desconexión sea intempestiva, la Empresa Distribuidora incorporará la causa y los antecedentes que dieron origen a la operación del interruptor de acoplamiento en la Bitácora de Operaciones.

Título 9-6 De la coordinación del PMGD

Artículo 9-24. Detección de la congestión en el Sistema de Transmisión

En caso de que el Coordinador detecte congestiones en el Sistema de Transmisión en donde se vea comprometida la seguridad del sistema eléctrico, este podrá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD.

Artículo 9-25. Determinación de la reducción de inyección

En caso de que el Coordinador detecte algún riesgo en alcanzar la capacidad máxima de las instalaciones de Transmisión, o si se evidencia que alguna de estas instalaciones ya ha alcanzado su capacidad máxima, el Coordinador determinará la magnitud total de transferencias, expresado en MW, que sea necesario reducir en la Subestación Primaria de Distribución congestionada. Lo anterior, con el objeto de mitigar dicho riesgo o corregir el exceso sobre la capacidad máxima de la instalación afectada.

El Coordinador deberá calcular la magnitud de la reducción de inyección específica por cada PMGD, que tengan influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia económica, considerando los aspectos técnicos que correspondan. Se entenderá que un PMGD tiene influencia en una instalación, cuando su punto de conexión esté conectado a un alimentador que confluye en la Subestación Primaria de Distribución congestionada.

En primer lugar, el Coordinador deberá calcular las reducciones de inyección de generación de los PMGD con costo variable mayor a cero, hasta cumplir con el monto total de transferencias, sobre la base de un listado de prioridad de colocación para limitar las inyecciones de los PMGD afectados. Luego, en caso de que esta reducción no sea suficiente, deberá calcular reducciones de inyecciones de PMGD con costo variable igual a cero, a prorrata de sus respectivas capacidades de inyección máximas consignadas en sus ICC. En caso de que un PMGD se encuentre inyectando una potencia menor a la reducción instruida, el Coordinador podrá prorratear la diferencia resultante entre los demás PMGD conectados a la subestación congestionada, siempre que dicha redistribución contribuya a disminuir la afectación total por la congestión y no comprometa la seguridad ni la calidad del servicio.

Cabe señalar que, el Coordinador podrá solicitar toda la información y medidas necesarias a la Empresa Distribuidora y al PMGD, con el objeto de cumplir la adecuada operación y coordinación del sistema eléctrico.

Artículo 9-26. Ejecución de la reducción de inyección

El Coordinador instruirá las reducciones que deben realizar los PMGD que tengan influencia en la instalación afectada. Para lo anterior, indicará la magnitud de potencia a reducir por cada uno de ellos, especificando hora y fecha en que la instrucción fue emitida. Para ello el Centro de Despacho y Control del Coordinador comunicará las reducciones a cada uno de los PMGD afectos, con copia a la información a la Empresa Distribuidora correspondiente. El Coordinador registrará las

instrucciones de reducción de inyección, así como el levantamiento de esta. Adicionalmente, en cada una de dichas acciones deberá quedar un registro del horario en que fue efectuada. Para estos efectos, el Coordinador deberá establecer el formato del registro de las instrucciones de operación de los PMGD.

Una vez determinada las reducciones que fueren necesarias, la Empresa Distribuidora registrará las reducciones de los PMGD en la Bitácora de Operaciones, registrando, al menos, lo siguiente:

- i. fecha y hora de la instrucción del Coordinador;
- ii. magnitud de la inyección del PMGD previa a la instrucción;
- iii. magnitud de la reducción de inyección instruida;
- iv. duración de la reducción de la inyección instruida;
- v. magnitud de la inyección del PMGD posterior a la instrucción; y,
- vi. fecha y hora del levantamiento de la limitación.

Artículo 9-27. Informe de operación mensual del PMGD

Los PMGD deberán enviar al Coordinador y a la Empresa Distribuidora un informe de su operación mensual, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente. Este informe deberá ser enviado al Coordinador y a la Empresa Distribuidora a más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, en los formatos y medios que el Coordinador establezca.

Para lo anterior, el informe deberá contener al menos lo siguiente:

- i. individualización del PMGD;
- ii. fecha de puesta de entrada en operación del PMGD;
- iii. punto de referencia asociado al PMGD, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 10° del Reglamento, o el que lo reemplace;
- iv. capacidad instalada del PMGD;
- v. tipo de tecnología del PMGD; y,
- vi. proyección de los excedentes de energía horarios esperados para el siguiente mes, expresadas en MWh, considerando las limitaciones de inyección establecidas en el ICC.

En caso de que el PMGD no realice el envío del informe en el plazo estipulado, o la información enviada presente inconsistencias, el Coordinador podrá reportar dicho incumplimiento a la Superintendencia.

**CAPÍTULO 10 DISPOSICIONES
TRANSITORIAS**

Artículo 10-1. Generalidades

Las disposiciones transitorias contenidas en este capítulo no pospondrán la entrada en vigencia de las disposiciones contenidas en la presente norma técnica, con excepción de los casos en que ello se establezca expresamente.

Los PMGD con componente de almacenamiento que se encuentren en la etapa de realización de estudios de conexión podrán manifestar la intención de reingresar los estudios con el único fin de acogerse a la modalidad de bloques horarios establecida en el Artículo 1-11, en un plazo no superior a 10 días desde la publicación de la presente norma técnica, conservando su orden de prelación vigente.

Por su parte, los PMGD con componente de almacenamiento que se encuentren en la etapa de revisión de la SCR podrán actualizar los antecedentes pertinentes para acogerse a la modalidad de bloques horarios, en un plazo no superior a 20 días desde la publicación de la presente norma técnica, manteniendo la fecha de ingreso de su solicitud original para efectos de prelación.

Artículo 10-2. Valorización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes

En tanto no se dicte la resolución que trata el artículo 89° del Reglamento, que establece los costos unitarios de los diversos componentes que conforman las obras para dar conexión segura a los PMGD, así como sus condiciones de aplicación, los costos deberán ser incorporados al informe de costos de conexión del PMGD y serán de cargo del propietario del PMGD de acuerdo con lo indicado en el Reglamento.

Los costos de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes deberán considerar los valores de cada uno de los componentes, los costos de montaje asociados, y los valores establecidos para los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, o en su defecto, los recargos establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (“VNR”) de las instalaciones de distribución, fijados por la Superintendencia o el Panel de Expertos, según corresponda. En caso de que los componentes considerados no se encuentren fijados en el VNR, la Empresa Distribuidora deberá indicar el valor de los mismos según la cotización más reciente, sin perjuicio de mantener el resto de los costos de montaje o recargos ya mencionados.

En el caso de que los componentes no se encuentren fijados en el VNR y no dispongan de cotización, las partes deberán acordar el valor de dicho componente, homologándolo a otro componente de similares características establecido en el VNR. En caso de desacuerdo, la Superintendencia será la encargada de dirimir, previa petición de alguna de las partes, en conformidad con las disposiciones establecidas en el Reglamento.

Artículo 10-3. Plazos de implementación de equipamiento para monitoreo y control de PMGD

Las Empresas Distribuidoras dispondrán de un plazo de seis meses, contado desde la publicación de la presente norma técnica, para la publicación y comunicación de los requerimientos técnicos

necesarios para el monitoreo y control de los PMGD, en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 7-8

Los PMGD que, a la fecha de la publicación de dichos requerimientos técnicos, aún no cuenten con el equipamiento necesario para realizar el monitoreo y control de sus proyectos, deberán cumplir con las nuevas disposiciones establecidas en la presente norma técnica. Para lo anterior, se les otorgará el plazo de un año desde la comunicación de dichos requerimientos técnicos por parte de la Empresa Distribuidora.

Artículo 10-4. Procedimiento de Auditorías

Mientras no se implementen los registros, plataformas u otras condiciones que se indican en el Capítulo 6, la Superintendencia podrá instruir la realización de una auditoría en conformidad con las normas generales. En estos casos, todo lo que no se encuentre reglamentado deberá ser fijado a través de resolución fundada.

Artículo 10-5. Actualización de los ajustes de Protecciones

Los PMGD deberán actualizar sus ajustes de protecciones de acuerdo a lo señalado en el Artículo 9-11 en un plazo no superior a 6 meses contados desde la publicación en el Diario Oficial de la presente norma técnica. Para ello, deberán coordinarse con la Empresa Distribuidora a efectos de su adecuada implementación.

Cumplido el plazo antes señalado, la Empresa Distribuidora deberá comunicar a la Superintendencia el estado de cumplimiento de la actualización de las protecciones de los PMGD.

Artículo 10-6. Actualización de Protocolos de Operación existentes

Para aquellos PMGD que, a la fecha de publicación de la presente norma técnica, se encuentren en operación o cuenten con un ICC vigente, en caso de que existan protocolos de operación previamente definidos, estos podrán ser utilizados como Convenio de Operación, siempre que incluyan todos los elementos exigidos en el Artículo 3-40.

Si el protocolo no contiene todos los elementos mínimos establecidos en el Artículo 3-40, las partes dispondrán de un plazo de seis meses contados desde la publicación de la presente norma técnica para suscribir un nuevo Convenio de Operación que incorpore los elementos faltantes, utilizando para ello el formato público dispuesto por la Empresa Distribuidora