



RESOLUCIÓN SIE-007-2026-REG

EMISIÓN DEL “REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA”.

TÍTULO	CONTENIDO	PÁG.
I	FACULTAD & NORMATIVA APLICABLE	1
II	ANTECEDENTES	3
III	ANÁLISIS Y PONDERACIÓN	6
IV	DECISIÓN	8

I. FACULTAD & NORMATIVA APLICABLE:

La facultad de la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD para dictar la presente resolución, y la normativa examinada para la aprobación y emisión del reglamento en referencia, se encuentra establecida en los siguientes textos legales y las disposiciones señaladas, los cuales indican lo siguiente:

- 1) CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, proclamada el 27 de octubre de 2024:
 - (i) **Artículo 147.** *“Los servicios públicos están destinados a satisfacer las necesidades de interés colectivo. Serán declarados por ley. En consecuencia:*
 - 1) *El Estado garantiza el acceso a servicios públicos de calidad, directamente o por delegación, mediante concesión, autorización, asociación en participación, transferencia de la propiedad accionaria u otra modalidad contractual, de conformidad con esta Constitución y la ley;*
 - 2) *Los servicios públicos prestados por el Estado o por los particulares, en las modalidades legales o contractuales, deben responder a los principios de universalidad, accesibilidad, eficiencia, transparencia, responsabilidad, continuidad, calidad, razonabilidad y equidad tarifaria;*
 - 3) *La regulación de los servicios públicos es facultad exclusiva del Estado. La ley podrá establecer que la regulación de estos servicios y de otras actividades económicas se encuentre a cargo de organismos creados para tales fines.”.*
- 2) LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001, y sus modificaciones:
 - (i) **Artículo 4.** *“Son objetivos básicos que deberán cumplirse mediante la aplicación de la presente Ley y de su Reglamento: (...)*
 - (f) *Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones.”;*



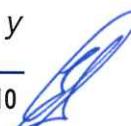
- (ii) **Artículo 5.** "Consecuente con los objetivos señalados, las funciones esenciales del Estado son de carácter normativo, promotor, regulador y fiscalizador. Estas funciones se ejercerán, en las materias pertinentes al subsector eléctrico, por intermedio de las instituciones establecidas en la presente Ley. La actividad privada y la acción empresarial del Estado en este subsector estarán sujetas a las normas y decisiones adoptadas por dichas instituciones".
- (iii) **Artículo 24, literal c).** "Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad (...)
- (c) Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. En particular, verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo con las regulaciones establecidas;
- (iv) **Artículo 27.** "La Superintendencia de Electricidad está facultada para establecer, modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, mediante resoluciones". (Énfasis Añadido);
- 3) REGLAMENTO PARA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01, y sus modificaciones:
- (i) **Artículo 31.** "La SIE tendrá, en adición a las funciones enunciadas en el Artículo 24 de la Ley, con carácter meramente enunciativo, las siguientes facultades: (...)
- f) Disponer las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y destinadas a resguardar el derecho de los Concesionarios y consumidores de electricidad, pudiendo requerir el auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de sus resoluciones;
- r) Fijar las tarifas aplicables a otros servicios prestados por las Empresas Eléctricas de Distribución a los Usuarios de Servicio Público y dictar el Reglamento para la tramitación de aprobación de planos y solicitudes de interconexión;
- f) Disponer las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y destinadas a resguardar el derecho de los Concesionarios y consumidores de electricidad, pudiendo requerir el auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de sus resoluciones;



- f) *Disponer las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y destinadas a resguardar el derecho de los Concesionarios y consumidores de electricidad, pudiendo requerir el auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de sus resoluciones;*
(...)
- (ii) **Artículo 32.** *“Corresponderá al Consejo de la SIE, además de las funciones establecidas en el Artículo 33 de la Ley, las siguientes: (...)*
 - b) *Aprobar los Reglamentos que expida la SIE en uso de las atribuciones que le confiere la Ley y el presente Reglamento”;*
- (iii) **Artículo 147.** *“La SIE dictará los pliegos de normas técnicas que deberán cumplir las obras e instalaciones eléctricas. Las normas generales establecidas en esta sección, así como los pliegos podrán ser modificados periódicamente, en concordancia con los progresos que ocurrán en estas materias. Las normas que dicte la SIE se aplicarán a todas las instalaciones. En el caso de las instalaciones existentes se establecerá un plazo razonable de adaptación.”;*

II. ANTECEDENTES:

- 1) En fecha 22/11/2019, esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD promovió la creación de una mesa de trabajo para desarrollar una propuesta de REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA, cuyo objeto es dictar los requisitos y procedimientos que han de regir las: (i) Solicitudes, (ii) Aprobaciones, (iii) Interconexiones, y (iv) Operaciones de proyectos de generación de energía con interés de conectarse a las redes de media y/o baja tensión de las EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, según se definen en el Artículo 2 de la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001, y sus modificaciones, en cumplimiento con las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) y del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI, por sus siglas en inglés);
- 2) En fecha 03/02/2022, esta SUPERINTENDENCIA coordinó, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), un Taller de Socialización de la propuesta de Reglamento para la Aprobación, Interconexión y Operación de Sistemas de Generación Distribuida, en la cual participaron agentes del mercado y consultores privados. Los participantes contaron con un plazo de quince (15) días para compartir comentarios y observaciones a la propuesta de Reglamento;
- 3) En apego a la Ley No. 167-21 de MEJORA REGULATORIA Y SIMPLIFICACIÓN DE TRÁMITES, el CONSEJO NACIONAL DE COMPETITIVIDAD remitió puntualizaciones a esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD como consecuencia del PROGRAMA BUROCRACIA CERO, mediante la cual indica que “(...) es de suma importancia identificar cuáles son las complejidades del Reglamento para Tramitación y





Aprobación de Planos y Solicituds: Interconexión a la Red de Distribución, que pudiera impedir la mejora y agilización de los procesos (...);

- 4) En fecha 29/07/2022, y mediante COMUNICACIÓN SIE-I-DR-DIR-2022-0126, la DIRECCIÓN DE REGULACIÓN y FISCALIZACIÓN MERCADO ELÉCTRICO MINORISTA de esta SUPERINTENDENCIA remitió a la DIRECCIÓN DE ASUNTOS JURÍDICOS la propuesta de REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA, considerando las puntualizaciones compartidas por el Taller de Socialización y el CONSEJO NACIONAL DE COMPETITIVIDAD, para fines de revisión y remisión a este CONSEJO SIE, el cual ha de aprobar su conocimiento en Audiencia Pública;
- 5) En fecha 17/11/2022, esta Dirección Legal le remitió al CONSEJO SIE la Opinión Legal No. SIE-I-DL-UREG-2022-128, mediante la cual, entre otras cosas, recomienda la aprobación de una resolución para convocar a Audiencia Pública y conocer la propuesta de REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA;
- 6) En fecha 17/11/2022, mediante RESOLUCIÓN SIE-128-2022-REG, esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE) dispuso publicar y convocar a una Audiencia Pública a los fines de conocer la propuesta de REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA;
- 7) Conforme a las disposiciones de la RESOLUCIÓN SIE-128-2022-REG, en fecha 13/12/2022, esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE) celebró la AUDIENCIA PÚBLICA, para conocer la propuesta de REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA;
- 8) Asimismo, y en cumplimiento con la normativa vigente, se otorgó un plazo para que los terceros interesados sometan ante esta SUPERINTENDENCIA cualquier comentario u observación de cara a la propuesta presentada;
- 9) En seguimiento a lo anterior, la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE), el CONSEJO UNIFICADO DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (CUED), las Empresas Distribuidoras EDESUR, EDEESTE y EDENORTE, la Asociación para el Fomento de las Energías Renovables (ASOFER), la Asociación de Empresas de Energía Renovable (ASEEFER), la Asociación de Hoteles y Turismo de la República Dominicana (ASONAHORES), así como la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE), presentaron ante esta SIE sus respectivas comunicaciones contentivas de comentarios y observaciones a la propuesta de REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA;



- 10) Igualmente, en fecha 12/03/2024, en las oficinas de esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD, fue celebrada una reunión a los fines de llevar a cabo una mesa técnica de trabajo con las partes interesadas a los fines de continuar las discusiones sobre los puntos críticos de las observaciones presentadas en cuanto a la propuesta normativa;
- 11) En vista de lo anterior, este Consejo SIE, en ejercicio de sus facultades y competencias de conformidad a la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, luego de recibir estas observaciones, instruyó a las áreas técnicas de esta SIE, evaluar las mismas y hacer los ajustes que correspondan a dicha propuesta de reglamento, en caso de determinar que dichas observaciones se encuentran sustentadas en motivaciones razonables y técnicas;
- 12) Como consecuencia de la precitada instrucción, en fecha 31/07/2024, la Dirección de Regulación de esta SUPERINTENDENCIA remitió a la Dirección Legal una nueva propuesta de reglamento titulado REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA, para fines de revisión y remisión a este CONSEJO SIE, el cual ha de aprobar su conocimiento en Audiencia Pública;
- 13) Como consecuencia de lo anterior, en fecha 12/09/2024, mediante RESOLUCIÓN SIE-090-2024-REG, esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE) dispuso publicar y convocar a una Audiencia Pública y Consulta Pública a los fines de conocer la propuesta de REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA;
- 14) Durante el plazo Consulta Pública, esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD recibió observaciones sobre dicha propuesta de parte de ciertos Agentes e instituciones del subsector eléctrico, según se indicará en la siguiente sección de la presente resolución;
- 15) Las respectivas áreas técnicas de esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD, durante el proceso de Consulta Pública, procesaron y ponderaron las observaciones presentadas por los interesados, incorporando aquellas que aportan positivamente a la complementación y consolidación de la propuesta de "REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA"; y,
- 16) Finalmente, en fecha 19/01/2026, luego de la revisión y evaluación de las observaciones antes indicadas por parte de las áreas técnicas de esta SIE, fue presentada la versión final del "REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA", ante el Consejo SIE para su aprobación y emisión definitiva.



III. ANÁLISIS Y PONDERACIÓN.

- 1) Agotado el proceso de Consulta Pública, conforme a lo dispuesto mediante RESOLUCIÓN SIE-SIE-090-2024-REG, esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD estimó pertinente la revisión los aspectos técnicos y legales de las observaciones realizadas por los Agentes e instituciones correspondientes respecto a la indicada propuesta;
- 2) En ese tenor, a los fines de cumplir con el deber y obligación de Publicación de Reglamentos y de otras Disposiciones de Carácter General que competen a esta SUPERINTENDENCIA como Órgano Regulador, e igualmente, de conformidad al procedimiento establecido en la LEY NO. 167-21 DE MEJORA REGULATORIA Y SIMPLIFICACIÓN DE TRÁMITES y su reglamento de aplicación, esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD otorgó un plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para la presentación de observaciones, propuestas y sugerencias en cuanto al referido proyecto normativo, a ser contados a partir de su publicación de por el portal digital de esta institución;
- 3) Para fines del desarrollo del análisis correspondiente en la presente sección, es preciso resaltar que la propuesta de “REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA” elaborada por las áreas técnicas de esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD, tiene como objeto establecer los procedimientos que rigen los requisitos de: (i) Solicitud; (ii) Aprobación, (iii) Interconexión; y (iv) Operación de proyectos de generación distribuida de energía con interés de conectarse a las redes de media y/o baja tensión de las EMPRESAS ELÉCTRICAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN. Así mismo, definir la manera en que se reflejará en la factura del cliente el cobro de la energía consumida o la acreditación de la energía generada y exportada por el Cliente, conforme al esquema de medición neta;
- 4) En cuanto a los aportes recibidos, en el transcurso del plazo establecido para la recepción de observaciones, fueron recibidas observaciones de veintitrés (23) entidades, tales son: CEPM, ADOSEA, TECNICARIBE, ASOFER, UASD, FEDERACION DOMINICANA DE INGENIEROS, ASEEFER, ADIE, COSTASUR, CUED-EDES, MARCOS C. COCHÓN, RD 100% RENOVABLES, ADUPAS, ONPECO, COORD. POPULAR, COALICION ENRIQUILLO, OEG, AES, MBA PEDRO LÓPEZ, INGEM. ABRAHAM ESPINAL, ESCALA SOLAR, 4JENERGY, FEDERACION DE ASOCIACION INDUSTRIALES, INC. (FAI);
- 5) Asimismo, fueron recibidas un total de ciento ochenta y nueve (189) observaciones, resultando acogidas sesenta (60) de dichas observaciones, por estimarse técnica y jurídicamente procedentes y compatibles con los objetivos del Reglamento; A continuación, se resumen las principales mejoras realizadas al Reglamento:



- (i) Fue revisado y actualizado el Artículo sobre Definiciones, excluyendo términos no contemplados en el Reglamento, tales como: UERS, ETED, EGEHID, COGENERADORES e Interruptor Manual. Fue sustituido el término “EMPRESA DISTRIBUIDORA” por “EMPRESA PRESTADORA DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN”, el Término “Cliente Auto productor” se sustituye por “Cliente” y se sustituye “Días hábiles” por “Días Calendarios”;
 - (ii) En la Sección 4: Transacciones Económicas, fue modificada considerando: Factor de expansión de pérdidas en la remuneración de la energía inyectada por el cliente, Cargo por uso de la Red a clientes con tarifa BTS, manteniendo el esquema de Medición Neta;
 - (iii) Se establece un período de transición de cinco (5) años para la entrada en vigor del reglamento para clientes que se encuentran actualmente con acuerdos de interconexión y del programa de la medición neta firmados, además de los peticionarios con proyectos aprobados;
 - (iv) Se estableció que los proyectos deben de cumplir con los requisitos establecidos en el Código Eléctrico Nacional, así como los estándares establecidos por el Instituto Dominicano para la Calidad (INDOCAL) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) y las normas y estándares internacionales;
 - (v) Fue revisada y ampliada la SECCIÓN 5: FISCALIZACIÓN, con el objetivo de dotar de mayor claridad, eficacia y seguridad jurídica a las atribuciones de supervisión y control ejercidas por la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD, definiendo de manera expresa el régimen de obligaciones, responsabilidades y medidas administrativas y sancionatorias aplicables a las EMPRESAS PRESTADORAS, conforme a los principios de legalidad, proporcionalidad, razonabilidad y debido proceso administrativo, de acuerdo con la normativa aplicable.
- 6) En adición a los aportes sugeridos por los agentes e instituciones correspondientes, es preciso resaltar que la presente modificación normativa responde a la necesidad de adecuar el marco regulatorio de la generación distribuida a las condiciones técnicas y legales actuales, garantizando su alineación con las mejores prácticas internacionales y con los principios de mejora regulatoria. En ese orden, se considera indispensable la incorporación de una metodología para el cálculo del nivel de penetración de la generación distribuida, con el propósito de asegurar mayor precisión en la evaluación de impactos sobre el sistema eléctrico;
- 7) En segundo término, se dispone la actualización de los requerimientos técnicos conforme a las normas de referencia internacionales vigentes, toda vez que la regulación nacional en esta materia data del año 2012 y requiere ser actualizada conforme los avances tecnológicos y regulatorios globales. Esta actualización permitirá fortalecer la confiabilidad, seguridad y eficiencia de los proyectos de



generación distribuida, en armonía con estándares internacionales;

reconocidos

- 8) Asimismo, y en atención a lo establecido en la LEY No. 167-21 DE MEJORA REGULATORIA Y SIMPLIFICACIÓN DE TRÁMITES, en cuanto a que “(...) las autoridades administrativas deben remover de oficio los obstáculos puramente formales y evitar la falta de respuesta a las peticiones formuladas, así como retardos injustificados (...)”, así como “(...) [reducir] los costos, trámites y plazos que actualmente rigen la Administración Pública en la prestación de servicios a las personas físicas y morales (...)”, en el referido Reglamento, se establece la habilitación de una plataforma digital oficial para la gestión integral de los proyectos de generación distribuida, la cual deberá garantizar eficiencia administrativa, transparencia y accesibilidad para los agentes regulados, contribuyendo a la reducción de cargas burocráticas y al fortalecimiento de la competitividad del sector energético;
- 9) Por otro lado, agotado el proceso de Consulta Pública, conforme lo establecido en la RESOLUCIÓN SIE-090-2024-REG, esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD ha cumplido con el Deber u Obligación de Publicación de Reglamentos y de Otras Disposiciones de Carácter General, así como con los requisitos establecidos en la LEY No. 167-21 DE MEJORA REGULATORIA Y SIMPLIFICACIÓN DE TRÁMITES y su reglamento de aplicación y, en consecuencia, ha salvaguardado la garantía de los interesados a “ser oídos” mediante acceso y participación al público para presentar sus observaciones;
- 10) Asimismo, en cuanto a los fundamentos que sustentan la emisión del presente Reglamento, conforme a lo dispuesto en la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01, la SUPERINTENDENCIA se encuentra facultada para “(...) establecer, modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos (...)”, establecer los pliegos tarifarios a ser aplicados a los usuarios regulados, al igual que de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las normas y reglamentos dictadas en relación con la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad;
- 11) De manera que, visto lo anterior, esta SUPERINTENDENCIA posee las prerrogativas y facultades suficientes a los fines de proceder a emitir la presente resolución para la aprobación y emisión del “REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA”.
- 12) Por tanto, corresponde que esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD proceda a la emisión, mediante la presente Resolución, del “REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA”.

IV. DECISIÓN:

VISTOS: (i) La CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, proclamada en fecha 13/05/2015; (ii) la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD 125-01, de fecha 26 de julio de 2001,





y sus modificaciones; y, (iii) el REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, Y SUS MODIFICACIONES.

EL CONSEJO DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE) tomó decisión sobre el presente caso, en la reunión de fecha diecinueve (19) de enero del año dos mil veintiséis (2026), según consta en el acta correspondiente. En virtud de tal decisión, el presidente del Consejo, en funciones de SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD, y en el ejercicio de las facultades legales que le confiere LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001, y sus modificaciones, dicta la siguiente:

R E S O L U C I Ó N :

ARTÍCULO 1: EMITIR el “REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA”, el cual se anexa a la presente resolución como Anexo I, formando parte integral de la misma, cuyo objetivo consiste en establecer los procedimientos que rigen los requisitos de: (i) solicitud; (ii) aprobación; (iii) interconexión; y (iv) operación de proyectos de generación de energía con interés de conectarse a las redes de media y/o baja tensión de las EMPRESAS PRESTADORAS.”

ARTÍCULO 2: DISPONER que sea incluida a la presente resolución como Anexo II, la matriz contentiva de las observaciones presentadas por los interesados debidamente contestadas por este órgano regulador, formando parte integral de la misma.

ARTÍCULO 3: ORDENAR la entrada en vigor DEL “REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA”, en un periodo de noventa (90) días laborables contados a partir de la fecha de la emisión de la presente Resolución.

ARTÍCULO 4: ESTABLECER un plazo de tres (03) años como la periodicidad correspondiente para realizar la revisión integral del presente Reglamento, con el propósito de promover la mejora continua del marco normativo que nos ocupa, sin perjuicio de la facultad que ostenta este órgano regulador para llevar a cabo la actualización de las normas técnicas vinculadas con las actividades del subsector eléctrico, cuando lo estime oportuno.

ARTÍCULO 5: ORDENAR que, a partir de la fecha de publicación de la presente Resolución, los mecanismos operativos previstos en el DEL “REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA” se desarrolle conforme a un esquema de implementación progresiva, según se indica a continuación:

- a) Implementación del esquema tarifario de cargo por uso de red a partir de noventa (90) días hábiles contados a partir de la fecha de la emisión de la presente Resolución.

- b) Habilitación de la Plataforma Digital conforme a lo dispuesto en el Reglamento, a más tardar el treinta (30) de octubre del año dos mil veintiséis (2026).

Párrafo I: Hasta tanto se implementen las herramientas antes indicadas, continuarán vigentes los procedimientos establecidos en el reglamento y/o los protocolos operativos vigentes.

Párrafo II: La SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD realizará un informe de seguimiento del avance de implementación a los tres (3) y seis (6) meses posteriores a la entrada en vigencia de la presente Resolución, a fin de garantizar el cumplimiento progresivo de las obligaciones dispuestas.

Párrafo III: A partir del primero (1) de febrero de dos mil veintiséis (2026), todo proyecto de Generación Distribuida cuya tramitación se inicie con posterioridad a dicha fecha quedará sometido, de manera obligatoria, a las disposiciones contenidas en el REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA aprobado mediante la presente Resolución.

ARTÍCULO 6: DISPONER a los fines correspondientes la comunicación de la presente resolución a: (i) la Comisión Nacional de Energía (CNE); (ii) las Empresas Distribuidoras de Electricidad; (iii) al Organismo Coordinador (OC); así como (iv) todo Sistema Aislado; (v) la publicación del extracto de su dispositivo en un periódico de circulación nacional; y, (vi) la publicación del texto íntegro de la resolución en el portal web de la SUPERINTENDENCIA (www.sie.gob.do), para los fines pertinentes.

Dada en Santo Domingo, República Dominicana, a los diecinueve (19) días del mes de enero del año dos mil veintiséis (2026).



ANDRÉS E. ASTACIO POLANCO
Superintendente de Electricidad
Presidente Consejo SIE



**REGLAMENTO PARA LA
APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y
OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE
ENERGÍA**





ÍNDICE DE CONTENIDO

SECCIÓN 1 - MARCO GENERAL	
ARTICULO 1. FUNDAMENTO	4
ARTICULO 2. OBJETO	4
ARTICULO 3. APLICACIÓN	5
ARTICULO 4. ALCANCE	5
ARTICULO 5. EXCLUSIONES	6
ARTICULO 6. DEFINICIONES	6
SECCIÓN 2 - PROCEDIMIENTOS PARA TRAMITAR PROYECTOS DE GENERACION DISTRIBUIDA EN MEDIA Y BAJA TENSION ANTE LAS EMPRESAS PRESTADORAS.....	18
ARTICULO 7. CONDICIONES GENERALES	18
ARTICULO 8. FLUJOGRAMAS DEL PROCESO DE APROBACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACION DISTRIBUIDA	25
ARTICULO 9. PROCEDIMIENTO PARA SOLICITUDES DE APROBACIÓN E INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	29
ARTICULO 10. INTERRUPCIONES Y DESCONEXIÓN	37
SECCIÓN 3 - CRITERIOS Y REQUISITOS TECNICOS.....	39
ARTICULO 11. DISPOSICIONES GENERALES	39
ARTICULO 12. CERTIFICACIÓN Y APROBACIÓN DE EQUIPOS	40
ARTICULO 13. POTENCIA DE GENERACION MÁXIMA PERMITIDA Y POTENCIA DE INYECCION AUTORIZADA	41
ARTICULO 14. CALIDAD DE LA ONDA	42
ARTICULO 15. REQUISITOS DEL ALIMENTADOR.....	43
ARTICULO 16. PROTECCIONES	44
ARTICULO 17. MEDIDORES E INTERRUPTORES DE INTERCONEXIÓN	46
ARTICULO 18. CAMBIOS O MODIFICACIONES AL SISTEMA DE GENERACIÓN	48
SECCIÓN 4 - TRANSACCION ECONOMICA	49
ARTICULO 19. ESQUEMA DE FACTURACION.....	49
SECCIÓN 5 - FISCALIZACION	53
ARTICULO 20. FISCALIZACIÓN SIE DEL CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO	53



ARTICULO 21. PROCESO DE RECLAMACIÓN ENTRE USUARIO Y EMPRESA PRESTADORA.....	53
ARTICULO 22. INVESTIGACIÓN DE OFICIO O POR DENUNCIAS.....	54
ARTICULO 23. CUMPLIMIENTO DE LAS DISPOSICIONES.....	55
ARTICULO 24. MODIFICACIONES DE LOS FORMULARIOS Y CERTIFICACIONES	56
ARTICULO 25. RÉGIMEN TRANSITORIO	57
ANEXOS	58
ANEXO A. FLUJOGRAMA DE PROCEDIMIENTO.....	59
ANEXO B. FORMULARIOS	61
ANEXO C. REQUISITOS PARA LA OPERACION Y PROTECCION.....	70
ANEXO D. DIAGRAMA ESQUEMATICOS DE PROTECCION Y MEDICION.....	79
ANEXO E. PROCEDIMIENTO DE EVALUACION SIMPLE (INTERCONEXIÓN SIMPLE O ESTUDIO SUPLEMENTARIO) Y ESTUDIO DETALLADO	82
ANEXO F. ACUERDO DE INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	90
ANEXO G. GUIA PARA EL CALCULO DEL NIVEL DE PENETRACION ACEPTABLE DE GENERACION DISTRIBUIDA CON PROYECTOS FOTOVOLTAICOS.....	100
ANEXO H. PROCESO PARA EL CALCULO DEL NIVEL DE PENETRACION ACEPTABLE DE GENERACION DISTRIBUIDA	121

**REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN, INTERCONEXIÓN Y OPERACIÓN
DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA**
EMITIDO POR RESOLUCIÓN SIE-007-2026-REG DEL 19 DE ENERO DE 2026**SECCIÓN 1 - MARCO GENERAL****ARTICULO 1. FUNDAMENTO**

La SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE) emite el presente Reglamento para la Aprobación, Interconexión y Operación de Sistemas de Generación Distribuida de Energía, mediante la Resolución SIE-007-2026-REG, de fecha 19 de enero de 2026, en cumplimiento del mandato prescrito en la Ley General de Electricidad 125-01 (LGE), y en los Artículos de su REGLAMENTO DE APLICACIÓN (RLGE), Artículo 31 Literales c y r¹; así como lo establecido en la Ley 57-07 de Incentivo al Desarrollo de las Energías Renovables y su Reglamento de Aplicación.

ARTICULO 2. OBJETO

El presente Reglamento tiene por objeto establecer los procedimientos que rigen los requisitos de: (i) Solicitud; (ii) Aprobación, (iii) Interconexión; y (iv) Operación de proyectos de generación distribuida de energía con interés de conectarse a las redes de media y/o baja tensión de las EMPRESAS ELÉCTRICAS PRESTADORAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN. Así mismo, definir la manera en que se reflejará en la factura del cliente el cobro de la energía consumida o la acreditación de la energía generada y exportada por el Cliente, conforme al esquema de medición neta.

¹ Artículo 31.- La SIE tendrá, en adición a las funciones enunciadas en el Artículo 24 de la Ley, con carácter meramente enunciativo, las siguientes facultades: ... c) Establecer, modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, mediante resoluciones. r) Fijar las tarifas aplicables a otros servicios prestados por las Empresas Eléctricas de Distribución a los Usuarios de Servicio Público y dictar el Reglamento para la tramitación de aprobación de planos y solicitudes de interconexión; ...



 SIE Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01
		Fecha: Enero 2026
		Versión N°. 01
		Página 5 de 132



ARTICULO 3. APLICACIÓN

Las disposiciones contenidas en el presente Reglamento son de observancia obligatoria para las siguientes partes:

1. Todos los USUARIOS, interesados en interconectar y operar sistemas de generación propia que utilicen fuentes de energía renovable, alternativas o no convencionales, incluyendo sistemas híbridos con almacenamiento conectados a las redes de distribución con las redes de distribución de cualquier EMPRESA ELÉCTRICA PRESTADORA DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN, así como sistemas de generación existentes, sujetos al presente Reglamento.
2. Toda EMPRESA ELÉCTRICA PRESTADORA DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN, que tenga a su cargo la aprobación e interconexión de proyectos de generación distribuida en media y/o baja tensión, que les sean presentados por los PETICIONARIOS interesados; y,
3. Direcciones de la SIE, que intervienen en la regulación y fiscalización del cumplimiento del presente Reglamento.
4. Las INSTITUCIONES CORRESPONDIENTES, que intervienen en la aprobación de proyecto para la aplicación de beneficios fiscales actuales.

Párrafo I

En un plazo de 36 meses las EMPRESA ELÉCTRICA PRESTADORA DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN solo podrán aprobar proyectos que hayan sido diseñado por ingenieros calificados con colegiatura vigente y cuyas instalaciones hayan sido realizadas por técnicos electricista certificados por la Superintendencia de Electricidad.

ARTICULO 4. ALCANCE

El presente reglamento establece el procedimiento para someter y gestionar las solicitudes y requisitos que deben observar los usuarios con sistemas de generación propia que utilicen fuentes de energía renovable, alternativas o no convencionales, incluyendo sistemas híbridos con almacenamiento de energía conectados a las redes de distribución, con la finalidad de inyectar o no energía, y consumir energía de dichas redes.



Se define el esquema de facturación que rige la transacción económica de la energía consumida e inyectada como excedente.



ARTICULO 5. EXCLUSIONES

El presente reglamento no es aplicable a los usuarios cuyos precios no están sujetos a regulación y adquieran energía en el mercado mayorista.

ARTICULO 6. DEFINICIONES

Para la aplicación e interpretación de la presente normativa técnica, los términos y expresiones que aparecen más adelante tendrán el significado descrito a continuación:

- 1. ACUERDO DE INTERCONEXIÓN:** ACUERDO DE INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA. Documento que establece los derechos y responsabilidades de la EMPRESA PRESTADORA y de los CLIENTES, relacionados con la interconexión de sistemas de generación a las redes del sistema de distribución eléctrica, incluyendo los anexos incorporados por referencia específica. Este acuerdo autoriza la interconexión del sistema de generación con el sistema de distribución de energía eléctrica.
- 2. ANTI-ISLAS, ANTI-ISLANDING:** Esquema de control y seguridad instalado como parte del equipo de generación o de interconexión, que detecta o prevé la formación de una isla eléctrica involuntaria, es decir que se encarga de evitar que dicho equipo permanezca energizado cuando la red de la EMPRESA PRESTADORA sea desconectada, ya sea por un evento programado o no programado como medida de seguridad.
- 3. AUTORIZACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN PROYECTO ELÉCTRICO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA:** Permiso otorgado por la EMPRESA PRESTADORA, después de verificar que el PETICIONARIO cumple con los requisitos legales y técnicos exigidos para iniciar la construcción del proyecto, mediante los instrumentos legales aplicables, que son: (i) Ley General de Electricidad 125-01; (ii) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de

A handwritten signature is located in the bottom right corner of the page. The signature appears to be in blue ink and is somewhat stylized, making it difficult to decipher clearly.

Electricidad; (iii) Ley 57-07 de Incentivo al Desarrollo de las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales; (iv) Reglamento Ley 57-07; (v) Normas de Diseño y Construcción para Redes Eléctricas de Distribución; y (vi) Reglamento para Tramitación y Aprobación de Planos y Solicitudes de Interconexión a la Red de Distribución y (vii) el presente Reglamento.

- 4. CAPACIDAD AGREGADA:** Suma de todas las capacidades nominales de los sistemas de generación o equipos de conversión, conectados a un mismo alimentador o transformador de Distribución o de Potencia, según sea el caso, así como también los proyectos aprobados y vigentes que se encuentren pendientes de construcción.
- 5. CAPACIDAD DE GENERACION INSTALADA:** Valor nominal de generación de potencia eléctrica instalada en un alimentador, sistema eléctrico de distribución o transformador (en placa), usualmente medida en mega voltio amperio (MVA), o kilovoltio amperio (kVA)².
- 6. CLIENTES O USUARIOS DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD:** Los titulares de instalaciones de Generación Distribuida propiedad de una persona física o jurídica, con capacidad instalada en rangos de usuario regulado.
- 7. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE).** La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo público descentralizado con patrimonio propio, adscrito al Ministerio de Energía y Minas. Creada según la Ley General de Electricidad Núm. 125-01, su misión es gestionar las políticas energéticas y supervisar el cumplimiento de la Ley Núm. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía.
- 8. CONDICIONES INSEGURAS DE OPERACIÓN.** Son aquellas que pueden ocasionar daños a la vida, a los equipos involucrados, así como pérdida de la

² Las unidades de medidas MVA/kVA pueden ser igual a MW/kW dependiendo del proceso de evaluación, cada proceso debe buscar que los requisitos normativos descritos en la LGE 125-01 y su reglamento de aplicación, sobre producto técnico y el presente reglamento, sean observados para garantizar la estabilidad y sostenibilidad del sistema.





integridad del sistema de distribución eléctrico. Este concepto también incluye la operación de los equipos fuera de los parámetros requeridos en este Reglamento.

9. CONSIGNA DE CONTROL. se entiende cualquier mecanismo de control de potencia en el punto de conexión del CLIENTE que actúa sobre la carga o la generación impidiendo la inyección de energía hacia la red.

10. CONSUMO NETO: Resultado obtenido, en un período de facturación, al restarle a la energía consumida por el Cliente, la energía exportada por éste al sistema del Distribuidor.

Consumo Neto = Kilovatios hora consumidos – Kilovatios hora exportados - Crédito por Exportación de Energía del mes anterior.

11. DEMANDA MÁXIMA DEL PETICIONARIO: Es la máxima demanda de potencia, expresada en kilovatios (kW) a ser considerada para el desarrollo de un proyecto nuevo que solicite el PETICIONARIO, y se utilizará para determinar su incidencia en la planificación de la demanda eléctrica de la EMPRESA PRESTADORA.

12. DEMANDA PICO. Valor máximo de la carga o demanda eléctrica de un circuito o sistema eléctrico durante un intervalo de tiempo definido (15 minutos), típicamente medida en kW.

13. DIAGRAMA DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL: Dibujos que muestran los relés y otros equipos de protección, control y medición con su alambrado y conexiones. Los dibujos mostrarán todos los detalles relacionados con su operación.

14. DÍAS LABORABLES: Son todos los días de lunes a viernes en el horario de 08:00 a 17:00 y sábados de 08:00 a 12:00, excepto los domingos, días feriados y de duelo nacional dispuestos por las leyes vigentes y/o el Estado Dominicano cada año.

15. DISTURBIO ELÉCTRICO: Evento que causa desviación de los valores nominales de corriente, voltaje o frecuencia al sistema eléctrico de distribución.

16. EMPRESA PRESTADORA: Denominada también como Empresa Eléctrica Prestadora del Servicio Público de Distribución, que en lo adelante será identificada como EMPRESA PRESTADORA. Se refiere a toda empresa





beneficiaria de una concesión, para explotar obras eléctricas de distribución, cuyo objetivo principal es distribuir y comercializar energía eléctrica a clientes o usuarios de servicio público de distribución de electricidad, dentro de su zona de concesión, pudiendo éstas ser: (i) Empresas Distribuidoras, según se definen en el Artículo 2 de la Ley General de Electricidad No. 125-01; y, (ii) Empresas que sirven a Usuarios Regulados en Sistemas Aislados.

- 17. ENERGÍA:** Todo aquello que se puede convertir en trabajo en forma de movimiento, luz, calor, etc.
- 18. ELEMENTOS DE INTERCONEXIÓN:** Cables eléctricos, interruptores, equipos y accesorios requeridos para la interconexión del sistema de generación con las redes de distribución.
- 19. EQUIPOS DE MEDICIÓN:** Componentes utilizados para medir la inyección y/o retiro de potencia y energía eléctrica. Esto incluye el medidor, transformadores de voltaje y corriente, base del medidor y gabinete de medición, entre otros.
- 20. EQUIPOS DE PROTECCIÓN:** Elementos utilizados para proteger el sistema de distribución eléctrica y el sistema de generación de condiciones inseguras de operación.
- 21. ESTÁNDAR IEEE 1547:** Serie de estándares sobre interconexión de generadores con sistemas eléctricos, elaborado por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE en inglés) de los Estados Unidos de Norteamérica.
- 22. ESTÁNDAR ICRE – IEC:** SYSTEM FOR CERTIFICATION OF STANDARDS RELATING TO EQUIPMENT FOR USE IN RENEWABLE ENERGY APPLICATIONS” (Sistemas para certificación de estándares relacionados con equipos para el uso en aplicaciones de energías renovables).
- 23. ESTUDIO DETALLADO:** Análisis técnico exhaustivo de las condiciones de conexión del generador distribuido, modelando eléctricamente tanto la red como el funcionamiento del generador bajo análisis y de los generadores distribuidos previamente instalados. Dicho análisis será realizado cuando el proyecto no pasa los filtros de la Evaluación Simple y del Estudio Suplementario. Este estudio podrá ser realizado por la Empresa Prestadora o el Peticionario.



 SIE Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01 <small>Fecha: Enero 2026</small> <small>Versión N°: 01</small> <small>Página 10 de 132</small>
---	---	---

- 24. ESTUDIO SUPLEMENTARIO:** Proceso de análisis adicional que se realiza cuando la solicitud de evaluación para interconexión del sistema de generación no califica para el proceso de revisión de la Evaluación Simple, y se deben estudiar parámetros adicionales del generador distribuido y de la red de distribución. Este estudio será realizado por la Empresa Prestadora.
- 25. EVALUACIÓN SIMPLE:** Análisis técnico basado en filtros aprueba / no aprueba para la interconexión simple del sistema de generación en cualquier nivel de tensión. Este estudio será realizado por el Peticionario y la Evaluación por la Prestadora.
- 26. EXPEDIENTE DE SOLICITUD DE APROBACIÓN DE PROYECTO ELÉCTRICO:** Solicitud presentada por el PETICIONARIO ante la EMPRESA PRESTADORA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD, contentiva de toda la documentación relacionada con su solicitud de aprobación de un proyecto eléctrico, de conformidad con lo exigido por la Normativa Legal vigente y el presente Reglamento.
- 27. EXPEDIENTE PROYECTO COMO CONSTRUIDO (AS BUILT):** El expediente del proyecto "Como Construido" comprende toda la documentación, incluidos los dibujos y planos, después de finalizado el proyecto, o sea como fue construido e interconectado finalmente y debe ser presentado a la Empresa Prestadora previo a la interconexión.
- 28. EXPORTAR ENERGÍA:** Inyectar energía eléctrica a través del punto común de conexión, desde el sistema de generación del CLIENTE, hacia el sistema de distribución eléctrica.
- 29. FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA:** Relativas al origen físico natural, no tecnológico, de donde proviene una energía a ser explotada, transformada o generada. Existen cuatro orígenes:
- Origen solar (que produce la energía eólica, las lluvias y la hidroeléctrica, la fotovoltaica, la oceánica de las olas y corrientes marinas y la energía por fotosíntesis almacenada en los hidrocarburos y en las biommas vegetales).
 - Origen lunar-gravitacional, que produce o genera la energía mareomotriz.



- Origen geológico, que produce la energía volcánica y geotérmica.
- Origen atómico, que permite el desarrollo de la energía nuclear.

Otra clasificación:

Estas fuentes pueden ser divididas en **renovables** (el sol, viento, mareas, olas, biomasa, geotérmica, hidráulica, etc.) y **no renovables** (el petróleo, el gas natural, el carbón mineral y la energía atómica).

30. FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA: Incluye todas aquellas fuentes que son capaces de ser continuamente reestablecidas después de algún aprovechamiento, sin alteraciones apreciables al medio ambiente o son tan abundantes para ser aprovechables durante milenios sin desgaste significativo. Se incluyen los residuos urbanos, agrícolas e industriales derivados de la biomasa.

31. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES RENOVABLES: Electricidad que se genera utilizando como fuente primaria el sol, el viento, la biomasa, los desperdicios orgánicos, las olas, las mareas, las corrientes de agua, la energía geotérmica y/o cualquiera otra fuente renovable, no utilizada hasta ahora en proporciones significativas. Se incluye también en esta definición a las pequeñas (micro y mini) hidroeléctricas que operan con corrientes y/o saltos hidráulicos y las energías no convencionales que resulten equivalentes a las renovables en cuanto al medio ambiente y al ahorro de combustibles fósiles.

32. GENERACIÓN DISTRIBUIDA: Generación que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía.

33. INDISPONIBILIDAD DE RED: Momentos o condiciones en que la red eléctrica no puede operar adecuadamente, manteniendo la integridad y seguridad del sistema para abastecer la demanda o evacuar la energía generada.

34. INDOCAL: Instituto Dominicano para la Calidad; es la autoridad nacional responsable de la normalización y de la metrología científica, industrial y química, así como de las operaciones técnicas propias de la metrología legal o reglamentaria.





- 35. INGENIERO COLEGIADO:** Ingeniero electromecánico mención electricista, ingeniero eléctrico con colegiatura vigente del Colegio Dominicano de Ingenieros, Arquitectos y Agrimensores (CODIA) para el ámbito de este reglamento.
- 36. INSPECCIÓN DE OBRA:** Inspección realizada en campo por el personal técnico correspondiente de la EMPRESA PRESTADORA, con la finalidad de: (i) Examinar y verificar las instalaciones del PETICIONARIO; y, (ii) Corroborar las informaciones suministradas por el PETICIONARIO en la documentación depositada, iii) cumplan con las normas y que han sido ejecutadas de acuerdo con los planos aprobados
- 37. INTERCONEXIÓN:** Es el resultado del proceso de conectar un sistema de generación distribuida al sistema de distribución eléctrica.
- 38. INTERCONEXIÓN SIMPLE:** Aquella que aplica al PETICIONARIO que proponga conectar al sistema de distribución eléctrica un equipo de Generación Distribuida, que se encuentra dentro de los criterios de evaluación simple del proceso, descrito en este Reglamento.
- 39. INTERRUPTOR DE INTERCONEXIÓN:** Dispositivo de conexión y desconexión que aislará el sistema de generación de un CLIENTE del sistema de distribución eléctrica al ocurrir cualquier disturbio eléctrico y que restablecerá la conexión al sistema eléctrico de distribución una vez se despeje el disturbio eléctrico. Es un dispositivo termomagnético que opera de manera automática. No se aceptará el uso de fusibles para proveer esta función.
- 40. INVERSOR:** Equipo cuya función es convertir el voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna y viceversa, según aplique, seleccionado según la potencia nominal de la instalación.
- 41. ISLA ELÉCTRICA, ISLANDING:** Condición en el sistema de distribución eléctrica donde uno o más sistemas de generación energizan una porción de un alimentador aislado eléctricamente del resto del sistema de distribución eléctrica.
- 42. KILOVATIO HORA (KWH):** Unidad de trabajo o energía equivalente a la energía producida o consumida por una potencia de un kilovatio durante una hora.



43. **MEDIDOR BIDIRECCIONAL:** Elemento cuya función es medir y registrar el flujo de electricidad bidireccional (en dos direcciones), esto es, la energía inyectada a las redes de la EMPRESA PRESTADORA y la energía consumida por el CLIENTE desde las redes de la EMPRESA PRESTADORA.
44. **MEDICIÓN NETA:** Proceso que mide simultáneamente la energía consumida por el Cliente de las redes de la Empresa Prestadora del Servicio y la energía inyectada por el Cliente a la red, resultando en la diferencia neta entre ambas.
45. **OFICINA DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD (PROTECOM):** Dependencia de la SIE cuya función es la de atender y dirimir sobre los reclamos de los consumidores del servicio público de electricidad frente a las facturaciones, mala calidad de los servicios o cualquier queja motivada por excesos o actuaciones indebidas de las EMPRESAS PRESTADORAS de electricidad.
46. **OPERACIÓN EN PARALELO:** Cuando de manera simultánea, operan el sistema de generación de algún productor independiente y el sistema de distribución eléctrica, de forma que existe la posibilidad de transferir energía eléctrica entre ambos sistemas, mientras permanezcan interconectados.
47. **PARPADEO DE VOLTAJE / FLICKER:** Fluctuación o inestabilidad de voltaje en el sistema de distribución eléctrica que puede ocasionar cambios visibles y repetitivos en los niveles de iluminación y causar daños a equipos, afectando la calidad del servicio eléctrico al usuario.
48. **PERMISO:** Autorización otorgada por la autoridad competente, previa aprobación de la SIE, para usar y ocupar con obras eléctricas, bienes nacionales o municipales de uso público.
49. **PERSONA FÍSICA:** Todo individuo con capacidad para ejercer derechos y contraer obligaciones.
50. **PERSONA JURÍDICA:** Entidad de derecho público o privado, o asociación sin fines de lucro, con capacidad para ejercer derecho y contraer obligaciones.



- 51. PETICIÓN:** Conjunto de documentos que conforman el expediente de una solicitud presentada por un PETICIONARIO ante la EMPRESA PRESTADORA para la aprobación de un proyecto de generación distribuida.
- 52. PETICIONARIO:** Persona Física o Jurídica con intención de interconectar y/o operar un sistema de generación en paralelo a la red de distribución, que al momento de su solicitud no posea reclamaciones abiertas, corte de suministro o deudas pendientes.
- 53. PLANOS:** Dibujos detallados y precisos, hechos a una escala definida, que representa gráficamente el diseño del proyecto, desde su ubicación hasta el esquema de interconexión propuesto con el sistema de distribución, el cual requiere la firma del ingeniero colegiado que lo ha preparado o confeccionado, conforme a lo establecido en la Ley 6160, para la creación del Colegio Dominicano de Ingenieros Arquitectos y Agrimensores (CODIA), y sus modificaciones, al igual que la Ley 6200, del Ejercicio de la Ingeniería, la Arquitectura, y la Agrimensura y Profesiones Afines.
- 54. PLATAFORMA DIGITAL:** Plataforma que dispondrán las EMPRESAS PRESTADORAS en sus páginas web, para realizar el proceso de solicitud y evaluación de interconexión en todas sus etapas, intercambiar información, además de enviar y recibir notificaciones relativas al proyecto de generación distribuida, conforme a lo establecido en el Artículo 7.6 del presente Reglamento.
- 55. POTENCIA/CAPACIDAD:** En todos los casos en que se esté haciendo referencia a la potencia o capacidad de generación, la misma se refiere a potencia/capacidad nominal medida en el lado de corriente alterna, salvo que se indique lo contrario.
- 56. POTENCIA DE INYECCION AUTORIZADA:** Potencia conectada al sistema de distribución eléctrica en corriente alterna que, de acuerdo con los estudios realizados ante una solicitud de interconexión de generación distribuida, el PETICIONARIO puede injectar al sistema eléctrico como límite máximo.
- 57. POTENCIA CONECTADA:** Potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final, dada la capacidad de la conexión y de sus instalaciones.

 Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01 Fecha: Enero 2026 Versión N°: 01 Página 15 de 132
---	---	---

- 58. POTENCIA DE GENERACION MÁXIMA PERMITIDA:** Potencia máxima conectada al sistema de distribución eléctrica en corriente alterna que un CLIENTE tiene permitido instalar de no mediar restricciones en el sistema de distribución.
- 59. PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN ELÉCTRICA:** Es toda obra o intención de obra a realizarse conforme a un estudio definitivo aprobado bajo las disposiciones de este Reglamento.
- 60. PUNTO DE CONEXIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA:** Punto en que una fuente de energía es eléctricamente conectada al sistema eléctrico de distribución, ya sea en Baja o Media Tensión.
- 61. RED DE DISTRIBUCIÓN:** Corresponde a las instalaciones de Media y Baja Tensión destinadas a transferir electricidad, desde el seccionador de barra del interruptor de Baja Tensión del transformador de potencia en las subestaciones de distribución, hasta el medidor de energía de los clientes
- 62. RESOLUCIÓN:** Disposición de carácter administrativo, dictada por los organismos competentes como la SIE, CNE o un Ministerio, en cuyo caso son documentos de cumplimientos obligatorios, conteniendo en su interior, ya sea como parte de este o como anexo, algún reglamento específico.
- 63. RLGE:** Reglamento de Aplicación para la Ley General de Electricidad dictado por el Decreto No.555, de fecha 19 de julio de 2002, y sus modificaciones.
- 64. SISTEMA AISLADO:** Sistema Eléctrico que no está integrado al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
- 65. SISTEMA ANTIVERTIDO:** limitador de inyección de energía a la red, sistema que evita que el excedente de producción de la instalación de generación distribuida se inyecte a la red eléctrica, garantizando que toda la energía generada sea consumida exclusivamente por el usuario.
- 66. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN:** Corresponde a las instalaciones de Media y Baja Tensión destinadas a transferir electricidad hacia los usuarios finales desde los puntos de conexión con las instalaciones de transmisión, dentro de la zona de concesión para la explotación de obras eléctricas.





- 67. SISTEMA DE GENERACIÓN:** Sistema de generación de energía eléctrica basado en fuentes alternativas que, por su naturaleza, y aun cuando no sea renovable como el caso del GNL, por el bajo nivel de impacto al medio ambiente, podrían interconectarse a las redes de la EMPRESA PRESTADORA y vender sus excedentes.
- 68. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) O SISTEMA INTERCONECTADO:** Conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del Organismo Coordinador.
- 69. SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE):** Organismo estatal descentralizado, encargado de elaborar, hacer cumplir y analizar sistemáticamente la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar mediante resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación, de acuerdo con las pautas y normas establecidas en la Ley No. 125-01, su Reglamento de Aplicación y sus correspondientes modificaciones. Supervisa y fiscaliza el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, transmisión, distribución y la comercialización de electricidad. Supervisa el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas, aplica multas, analiza y tramita las solicitudes de los CLIENTES u obras eléctricas.
- 70. TÉCNICO ELECTRISTA O AUXILIAR:** persona física a quien se le ha expedido una LICENCIA SIE DE TÉCNICO ELECTRICISTA O AUXILIAR y que lo autoriza a ejercer como TÉCNICO ELECTRICISTA O AUXILIAR en la categoría y nivel autorizado en la República Dominicana.
- 71. TRANSFORMADOR DE INTERCONEXIÓN:** Equipo a través del cual se interconectará el sistema de generación distribuida al sistema de distribución eléctrica. Este podrá ser el transformador de la Empresa Prestadora que suple las instalaciones del PETICIONARIO o en algunos casos, el instalado por el peticionario para uso exclusivo de sus instalaciones.



- 72. USUARIO NO REGULADO:** Es aquél cuya demanda mensual sobrepasa los límites establecidos en el Art. 108 de la LGE 125-01, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos en el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad.
- 73. USUARIO REGULADO:** Usuarios que reciben el Servicio Público de Distribución a precios regulados por la SIE.



SECCIÓN 2 - PROCEDIMIENTOS PARA TRAMITAR PROYECTOS DE GENERACION DISTRIBUIDA EN MEDIA Y BAJA TENSION ANTE LAS EMPRESAS PRESTADORAS

ARTICULO 7. CONDICIONES GENERALES

7.1 REQUISITOS DE CUMPLIMIENTO

Los Reglamentos Técnicos y Normas de Diseño y Construcción aplicables, de obligatorio cumplimiento son:

- (1) Para el diseño y construcción de obras eléctricas de distribución en Media y Baja Tensión, las EMPRESAS PRESTADORAS deberán cumplir y exigir los siguientes reglamentos técnicos: a) **"NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS"** y b) **"NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN SOTERRADAS"**, vigentes.
- (2) Para el diseño y construcción de obras eléctricas aguas abajo del equipo de medición, deberán cumplir el reglamento técnico denominado: "**CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL DE LA REPÚBLICA DOMINICANA**" vigente.
- (3) Las normativas internacionales de recomendable utilización son las siguientes: (i) **"Norma IEEE 1547-2018 "STANDARD FOR INTERCONNECTION AND INTEROPERABILITY OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES WITH ASSOCIATED ELECTRIC POWER SYSTEMS INTERFACES"** (Estándar para interconexión e interoperabilidad de recursos de energía distribuidos a sistemas eléctricos) y sus normas complementarias. (ii) Normas IEC de la sección denominada: "**IECRE - IEC SYSTEM FOR CERTIFICATION OF STANDARDS RELATING To EQUIPMENT For USE In RENEWABLE ENERGY APPLICATIONS**" (Sistemas para certificación de estándares relacionados con equipos para el uso en aplicaciones de energía renovables), vigente.



- (4) El diseño de todo proyecto de generación distribuida a interconectarse con las redes de media y/o baja tensión deberá ser aprobado por la EMPRESA PRESTADORA, a la cual se le solicita el servicio de conexión a sus redes, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento; así como lo estipulado en el “**REGLAMENTO PARA TRAMITACIÓN Y APROBACIÓN DE PLANOS Y SOLICITUDES DE INTERCONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN**” vigente.
- (5) Ninguna EMPRESA PRESTADORA podrá exigir normas de diseño y construcción que no consten en los reglamentos o códigos de construcción en vigor, que previamente hayan sido aprobados por la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE).

7.2 OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS PRESTADORAS PARA ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE LOS PETICIONARIOS

A continuación, se describen las obligaciones de las empresas prestadoras en cuanto a la atención de las solicitudes de información y aprobación e interconexión de proyectos de generación distribuida conforme a lo establecido en el **Reglamento para Tramitación y Aprobación de Planos y Solicitudes de Interconexión a la Red de Distribución** vigente.

- (1) La EMPRESA PRESTADORA tendrá la obligación de proporcionar a todo interesado cualquier información necesaria para el desarrollo de sus proyectos de generación distribuida específicos de forma libre y gratuita para el PETICIONARIO.

Para tal fin, el PETICIONARIO deberá enviar a la EMPRESA PRESTADORA, en formato físico o mediante la Plataforma Digital referenciada en el Artículo 7.6 del presente Reglamento, una solicitud de información de la red indicando la ubicación del punto de conexión del potencial Generador Distribuido y el nivel de tensión al cual será conectado (BT o MT).

- (2) Toda EMPRESA PRESTADORA debe garantizar que, en su respectiva zona de concesión, se gestionen las solicitudes de tramitación y aprobación de proyectos de generación distribuida, presupuestos de interconexión, servicios, estudio de factibilidad, estudios suplementarios a su costo, etc. para que todo PETICIONARIO



 SIE Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01 Fecha: Enero 2026 Versión N°: 01 Página 20 de 132
---	---	---



y/o persona interesada pueda recabar información relacionada, depositar los expedientes de sus proyectos, de manera presencial o por medio de la Plataforma Digital.

- (3) La EMPRESA PRESTADORA podrá requerir al PETICIONARIO, si en el proceso de evaluación de la solicitud resultare necesario, el depósito de documentación faltante o adicional, en cuyo caso aplicará lo siguiente:
 - a) El conteo de los plazos estipulados en el ARTICULO 9 del presente Reglamento, quedarán suspendidos hasta que el PETICIONARIO deposite la documentación requerida.
 - b) En caso de que el PETICIONARIO no obtempere al requerimiento de la EMPRESA PRESTADORA de depositar la documentación faltante o adicional dentro del plazo que se le indique, y sin que presente algún requerimiento de extensión del plazo o justificación del retraso en la entrega de dicha documentación, la solicitud del PETICIONARIO quedará en estado de archivo provisional y comenzará a correr *el periodo de vigencia* de tres (3) meses que culminará con la caducidad de la solicitud, con lo cual la EMPRESA PRESTADORA dará de baja la misma y archivará de manera definitiva el expediente por falta de interés y notificará al PETICIONARIO en la plataforma o en el domicilio registrado, si este decidió realizar los trámites mediante formularios físicos.
 - c) El PETICIONARIO, de producirse la caducidad de una solicitud, no podrá renovarla; en caso de mantener su interés en obtener la aprobación de tal proyecto, deberá introducir ante la EMPRESA PRESTADORA correspondiente una nueva solicitud a tales fines.
- (4) Mantener un listado de procedencia de las solicitudes sometidas para proyectos de Generación Distribuida, que como consecuencia de limitaciones técnicas



correspondientes a la infraestructura eléctrica en la cual se encuentre el solicitante, no permita la interconexión del proyecto bajo las condiciones sometidas.

- (5) Cumplir con: (i) El marco regulatorio del subsector eléctrico; y, (ii) Las resoluciones que dicte la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD que le sean aplicables.
- (6) Otorgar las facilidades necesarias para que: (i) Los proyectistas puedan desarrollar sus proyectos; (ii) Los contratistas puedan ejecutar las obras que dichos proyectos ameriten; (iii) Interconectar dichos proyectos a las redes pertenecientes a la EMPRESA PRESTADORA luego de las pruebas correspondientes con resultado satisfactorio, de acuerdo con lo requerido en el numeral 7 del ANEXO C.
- (7) En caso de que la solicitud de aprobación sea denegada, la EMPRESA PRESTADORA tendrá la obligación de justificar técnicamente dicha negación, con los resultados de los estudios técnicos correspondientes, a saber, flujo de potencia, fluctuaciones de voltaje, estudio de corto circuito, estabilidad, entre otros.
- (8) Realizar los estudios técnicos para determinar el nivel máximo aceptable de penetración de generación distribuida en cada circuito de distribución bajo su concesión, conforme a la Metodología para el Cálculo del Nivel de Penetración Aceptable de Generación Distribuida aprobado por la Superintendencia de Electricidad (SIE) vigente. Los niveles máximos aceptables de penetración de generación distribuida deberán ser publicados en la plataforma de la empresa prestadora de servicios, así como los niveles o porcentajes que ya han sido conectados a los circuitos, de tal forma que los usuarios conozcan la capacidad de acogida de nuevos proyectos.
- (9) Las EMPRESAS PRESTADORAS tendrán disponible y actualizada para la SIE la lista de proyectos sometidos en el orden histórico, dando prioridad a los Proyectos por orden de mérito según la fecha de registro.
- (10) En caso de que por condiciones técnicas de las redes de distribución (indisponibilidad o necesidad de repotenciación), un determinado proyecto no cuente con los requerimientos





técnicos para injectar excedentes de energía, la EMPRESA PRESTADORA y el PETICIONARIO podrán de mutuo acuerdo definir las medidas para resolver los problemas detectados. Esto incluye, entre otras medidas, la ampliación o repotenciación de la red de distribución mediante el esquema de Aportes Financieros Reembolsables estipulado en los Artículos 103, 104 y 105, Capítulo III, de la Ley General de Electricidad y la normativa que la complementa.

Párrafo: La instalación de sistemas de generación distribuida no puede ser considerada como causa para cambio de tarifa del usuario.



7.3 OBLIGACIONES DEL PETICIONARIO QUE SOLICITA APROBACIÓN DE PROYECTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Todo PETICIONARIO de aprobación de proyecto de generación distribuida, conforme lo establecido por el Artículo 4 del RLGE³, asume las siguientes obligaciones:

- (1) Cumplir con: (i) El marco regulatorio del subsector eléctrico; y, (ii) Las resoluciones que dicte la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE) que le sean aplicables.
 - a) Finalizar la construcción del proyecto aprobado dentro del *periodo de vigencia* de la Aprobación del Proyecto Eléctrico.
 - b) Concertar el Acuerdo de Interconexión establecido en el Anexo F del presente Reglamento y cumplir con todos los requisitos contenidos en el mismo.
 - c) El PETICIONARIO deberá utilizar de manera estrictamente adecuada, diligente y responsable toda información, documentación, datos técnicos, comerciales, financieros u operativos que le sean suministrados por la EMPRESA PRESTADORA, limitando su uso exclusivamente a los fines indicados en el presente Reglamento y absteniéndose de divulgarla, reproducirla, cederla o ponerla a disposición de terceros, total o parcialmente, sin la previa autorización expresa y por escrito de la EMPRESA PRESTADORA, salvo en los casos expresamente permitidos por la Ley No. 200-04 sobre Libre Acceso a la Información Pública y demás disposiciones legales y reglamentarias aplicables. A los fines de garantizar la protección de informaciones clasificadas como sensibles, reservadas o confidenciales por razones de interés público, seguridad, estabilidad del sistema eléctrico o protección de datos, el Peticionario deberá

³ Artículo 4.- Todas las personas jurídicas que intervienen en la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como en la operación y mantenimiento de instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, ya sea en el SENI o en Sistemas Aislados se sujetarán a lo dispuesto en la Ley y este Reglamento. Asimismo, se sujetarán a la Ley y a este Reglamento los Clientes o Usuarios Regulados y No Regulados.



 Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01
		Fecha: Enero 2026
		Versión N°: 01
		Página: 29 de 132



proceder con la firma del acuerdo, declaración o formulario de confidencialidad que le sea requerido por la EMPRESA PRESTADORA, ya sea de forma independiente o mediante la inclusión de cláusulas específicas de confidencialidad dentro del respectivo Acuerdo de Interconexión o de cualquier otro instrumento relacionado. La negativa, retraso injustificado o incumplimiento en la suscripción de dichos documentos, así como la violación de las obligaciones de confidencialidad asumidas, constituirá una falta grave, sin perjuicio de las responsabilidades civiles, administrativas o penales que pudieran derivarse conforme a la normativa vigente.

7.4 PLATAFORMA DIGITAL

La EMPRESA PRESTADORA dispondrá en su portal web una Plataforma Digital, para desarrollar el proceso de conexión en todas sus etapas, intercambiar información con los peticionarios, así como enviar y recibir notificaciones relativas a los proyectos de generación distribuida y/o proyectos de consumo. En la plataforma se registrará la información pertinente para cada evento que implique alguna actualización de expedientes de proyectos de generación distribuida, tanto por parte de la EMPRESA PRESTADORA como del PETICIONARIO, con la fecha y hora correspondiente.

El PETICIONARIO podrá optar por realizar el proceso mediante formularios físicos. En tal caso, la EMPRESA PRESTADORA deberá registrar toda la información intercambiada con el PETICIONARIO en la Plataforma Digital en un plazo de hasta cinco (5) días laborables.

La EMPRESA PRESTADORA deberá procesar la información de cada ETAPA por orden cronológico en la Plataforma Digital.

La SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD tendrá acceso de consulta a la Plataforma Digital y podrá realizar auditorías y/o fiscalizaciones a la misma en caso de considerarlo necesario.



La información contenida en esta Plataforma Digital solo podrá ser utilizada por la empresa para los propósitos de este Reglamento, cualquier otro uso de esta será sancionado por la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD.

La Plataforma Digital deberá indicar con claridad la etapa y subetapa en la que se encuentra el proceso de acuerdo con lo establecido en el ARTICULO 9, así como, el plazo restante para su conclusión.

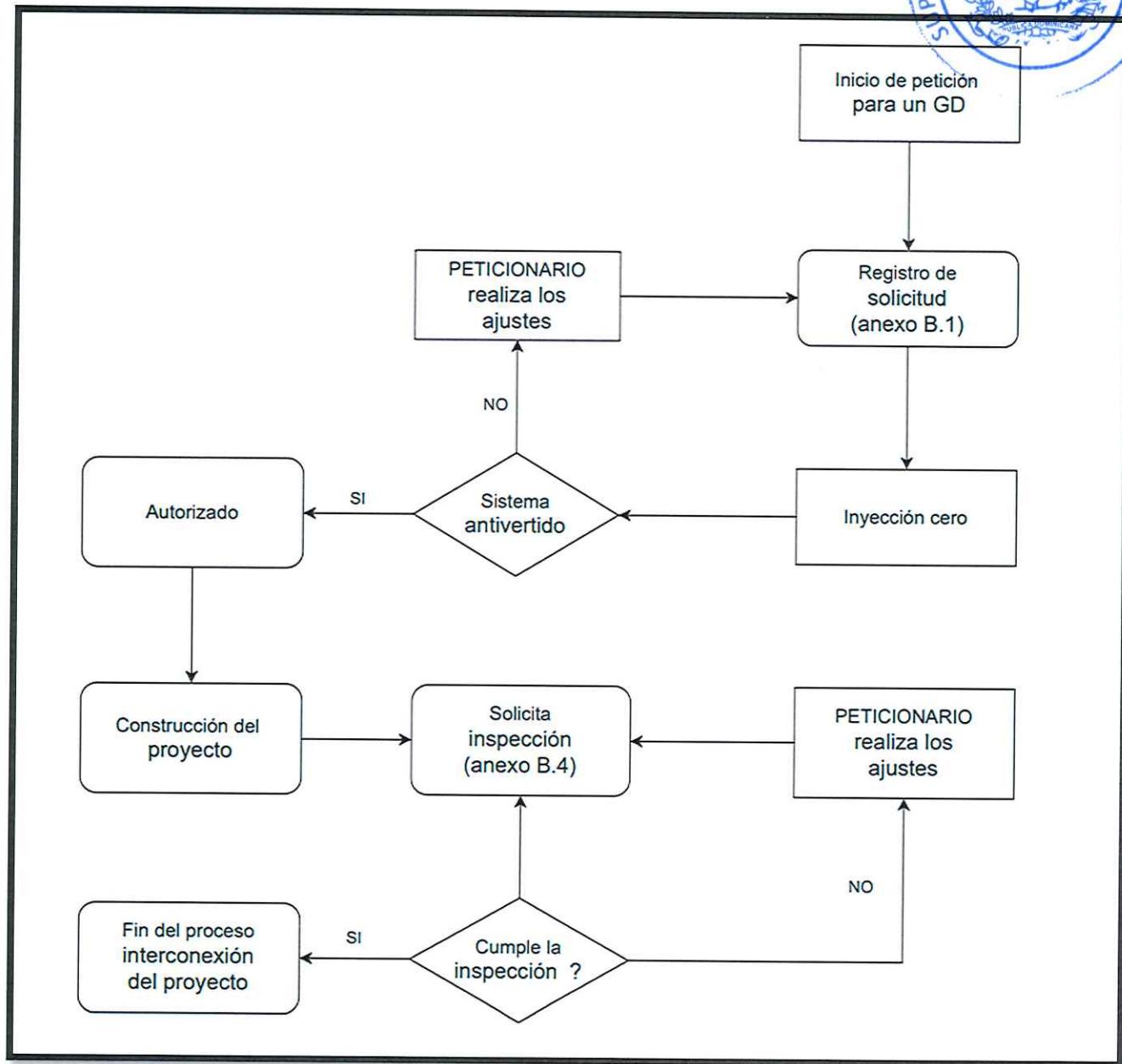
Adicionalmente la plataforma digital deberá contener una sección informativa donde se incluirán los requisitos que debe cumplir el peticionario para lograr la interconexión de generación distribuida, así como instructivos que sirvan de guía para cumplir cada una de las etapas previstas en esta normativa.

ARTICULO 8. FLUJOSGRAMAS DEL PROCESO DE APROBACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACION DISTRIBUIDA

EL PETICIONARIO podrá solicitar la aprobación de su proyecto de generación distribuida a través de un régimen simplificado (Interconexión Simple o Estudio Suplementario) y un régimen detallado (Estudio Detallado), previa verificación del nivel máximo aceptable de penetración de generación distribuida definido para el circuito donde se desea interconectar, según se establece en el Proceso y Guía del cálculo del nivel aceptable de penetración de Generación Distribuida. Ver ANEXO G y H.

La evaluación técnica determinará el tipo de estudio a realizarse en cada proyecto de generación distribuida, y la interconexión a la red de distribución estará condicionada a que el proyecto no exceda los niveles de penetración establecidos y a los requerimientos técnicos que garanticen el buen funcionamiento del sistema. Los niveles máximos aceptables de GD serán publicados por la EMPRESA PRESTADORA en su página web. El procedimiento para determinar bajo que régimen se aprueba un proyecto se muestra en los siguientes flujogramas:





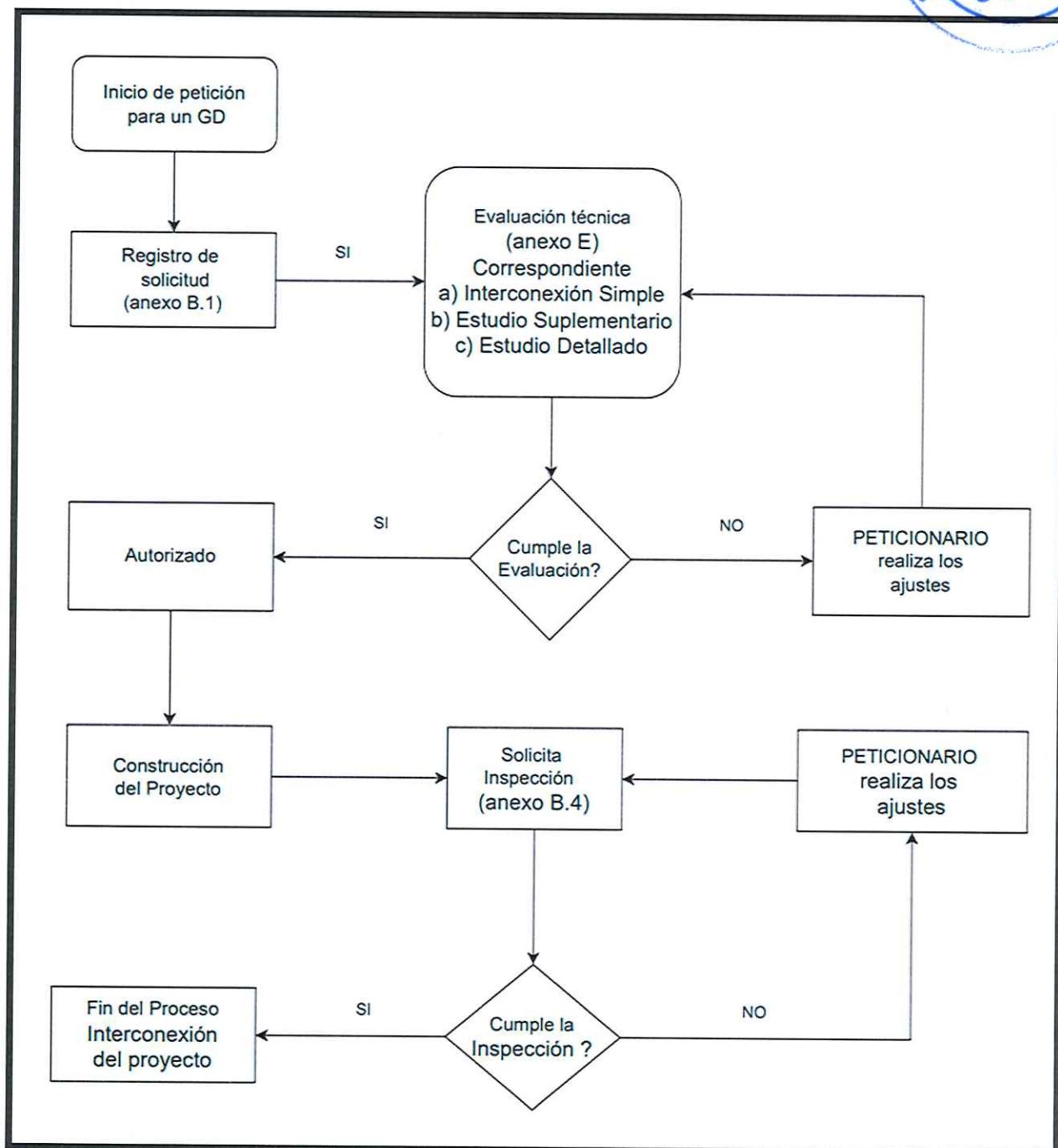
Flujograma Inyección Cero

En el ANEXO B.1 se tiene la opción de seleccionar el autoconsumo sin inyección a red, con la cual se estaría autorizando el proyecto salvo la exigencia del sistema de anti vertido de energía a la red por parte de la EMPRESA PRESTADORA y garantizado por el PETICIONARIO. Para las especificaciones técnicas del sistema anti vertido de energía ver la norma IEEE 1547.6 (2011) – *Práctica recomendada de IEEE para la interconexión de*





recursos distribuidos con redes secundarias de distribución de sistemas de energía eléctrica.



**Flujograma con Inyección a Red**

En caso de que el PETICIONARIO someta su proyecto con intenciones de realizar intercambio de energía con la EMPRESA PRESTADORA se regirá por lo establecido en el ANEXO E, en el cual se definen en detalle cada uno de los filtros que debe agotar o cumplir un generador distribuido para obtener una evaluación simple (Interconexión Simple o Estudio Suplementario) o, por el contrario, la necesidad de realizar un Estudio Detallado.

 Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01 Fecha: Enero 2026 Versión N°.01 Página 29 de 132
---	---	--



ARTICULO 9. PROCEDIMIENTO PARA SOLICITUDES DE APROBACIÓN E INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Todo proyecto de generación distribuida a ser interconectado a las redes de distribución de una EMPRESA PRESTADORA deberá agotar un proceso constituido por dos (2) etapas, conforme se especifica en el siguiente cuadro:

ETAPA	ACTIVIDAD	REFERENCIA
1	APROBACIÓN DE FACTIBILIDAD DE INTERCONEXIÓN.	Art. 9. Inc. 9.1
2	INSPECCIÓN, INTERCONEXIÓN Y PUESTA EN SERVICIO.	Art. 9. Inc. 9.3

9.1 ETAPA 1: PROCEDIMIENTO DE APROBACIÓN DE FACTIBILIDAD DE INTERCONEXIÓN PROYECTOS CON INYECCIÓN A RED.

9.1.1 El PETICIONARIO, para cursar la solicitud de aprobación de la factibilidad del proyecto deberá:

- (1) Ingresar a la Plataforma Digital y completar la información correspondiente al *Formulario de Solicitud de Factibilidad de Conexión* que figura en el ANEXO B.1 del presente Reglamento.

9.1.2 La EMPRESA PRESTADORA deberá:

- (1) Informar, vía la Plataforma Digital, el código de trámite junto con la fecha y hora de la petición. En caso de que el trámite se realice en formato físico, entregar al PETICIONARIO un recibo en el cual se hará constar la fecha y hora en que dicha solicitud fue depositada.
- (2) Revisar la información presentada por el PETICIONARIO en un plazo máximo de tres (3) días laborables. Como resultado de esta revisión la EMPRESA PRESTADORA podrá solicitar al PETICIONARIO la adecuación de esta (si fuere necesario) y/o



cualquier información complementaria faltante, para lo cual deberá indicar con precisión que aspecto debe ajustar o que documentación es necesaria. En caso de requerir información complementaria el plazo de respuesta con informe técnico de evaluación deberá ser reiniciado.

- (3) Analizar la información presentada por el peticionario, teniendo en cuenta el ANEXO E, en un plazo no mayor de diez (10) días laborables, contados a partir de la fecha en la que el peticionario entrega toda la información necesaria para la evaluación de la solicitud. La EMPRESA PRESTADORA elaborará un informe evaluativo del proyecto con los resultados del análisis, incluyendo si fuera necesario, un anexo detallado de costos adicionales para el PETICIONARIO. El informe también deberá indicar: (i) el procedimiento de aprobación aplicable ya sea Interconexión Simple, Estudio Suplementario o Estudio Detallado con la debida justificación técnica.
- (4) Al término de los plazos de los anteriores numerales 2 y 3, la EMPRESA PRESTADORA, deberá informar al PETICIONARIO vía Plataforma Digital y/o mediante correo electrónico: (i) la aprobación del proyecto, para la cual deberá emitir el documento denominado ANEXO B.2 CERTIFICACIÓN DE FACTIBILIDAD INTERCONEXIÓN del presente Reglamento; (ii) la potencia de generación máxima permitida y potencia de inyección autorizada; (iii) todas las observaciones y/o sugerencias que considere pertinentes, incluyendo cualquier requerimiento al PETICIONARIO que haya surgido del estudio suplementario; y, (iv) acciones correctivas requeridas en las instalaciones del PETICIONARIO o en la red de distribución.

A iniciativa del PETICIONARIO o de la propia EMPRESA PRESTADORA, las partes podrán concertar reuniones entre sí a fin de analizar las consideraciones técnicas que aclaren cualquier aspecto relativo a la factibilidad técnica del proyecto o en caso de denegación de la solicitud de interconexión. Dichas reuniones deberán concretarse en un plazo no mayor a 10 días laborables desde que haya sido notificada la parte correspondiente.





En caso de que el PETICIONARIO y la EMPRESA PRESTADORA no logren ponerse de acuerdo sobre la resolución respecto de la denegación de la autorización de interconexión, podrán solicitar la mediación de la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE).

En caso de que la mediación no termine en un acuerdo sobre el caso, la SUPERINTENDENCIA tendrá la facultad de pronunciarse al respecto; y deberá dictar una decisión resolviendo el conflicto en un plazo máximo de treinta (30) días laborables, contados a partir del levantamiento de acta de no acuerdo.

9.1.3 LA EMPRESA PRESTADORA al emitir la CERTIFICACIÓN DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN, deberá proceder conforme a lo siguiente:

- (1) La EMPRESA PRESTADORA evaluará y decidirá sobre la emisión, o no, de la Certificación de Factibilidad de Conexión dentro de un **plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días laborables**, contado a partir de la fecha de recepción de la solicitud debidamente completada, conforme a los requisitos técnicos y administrativos establecidos en el presente Reglamento.

Párrafo I. Dentro del referido plazo, la EMPRESA PRESTADORA podrá formular, **por una única vez**, un requerimiento de subsanación o complementación de información o documentación. Dicho requerimiento deberá ser expreso, motivado, específico y encontrarse directamente vinculado con la evaluación técnica o administrativa del proyecto. La emisión de este requerimiento producirá la **suspensión del cómputo del plazo**, el cual se reanudará únicamente a partir de la fecha en que el PETICIONARIO deposite íntegramente la información o documentación solicitada.

Párrafo II. Cualquier requerimiento adicional o posterior que la EMPRESA PRESTADORA formule luego del primer requerimiento de subsanación **no suspenderá ni interrumpirá** el cómputo del plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días laborables, el cual continuará transcurriendo de manera continua hasta la emisión del pronunciamiento correspondiente.

Párrafo III. Transcurrido el plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días laborables sin que la EMPRESA PRESTADORA emita un pronunciamiento expreso, la





Certificación de Factibilidad de Conexión se considerará emitida de pleno derecho, sin perjuicio de la obligación del PETICIONARIO de agotar las fases subsiguientes del proceso de inspección, interconexión y puesta en servicio, conforme a las disposiciones del presente Reglamento.

- (2) Transcurrido el plazo de vigencia del Certificado de Factibilidad de Conexión estipulado en seis (6) meses, la EMPRESA PRESTADORA exigirá al PETICIONARIO que reingrese la solicitud para agotar el proceso de aprobación desde el inicio.
- (3) Una vez obtenida la Certificación de Factibilidad de Conexión, el PETICIONARIO estará habilitado para iniciar la instalación del sistema de Generación Distribuida, debiendo finalizar la misma dentro del periodo de vigencia.
- (4) Durante la construcción de la obra y dentro del periodo de vigencia establecido, el PETICIONARIO, podrá solicitar la inspección a la EMPRESA PRESTADORA mediante la Plataforma Digital y completar la información requerida en el formulario ANEXO B.4: FORMULARIO DE INSPECCIÓN DE OBRA PRIVADA.

La EMPRESA PRESTADORA deberá concurrir a realizar la inspección de obra solicitada en un plazo de hasta diez (10) días laborables. Como resultado de la inspección, la EMPRESA PRESTADORA deberá proveer, vía la Plataforma Digital, el formulario de *Inspección de Obra Privada* conteniendo la información que figura en el ANEXO B.4: FORMULARIO DE INSPECCIÓN DE OBRA PRIVADA del presente Reglamento dentro de un plazo no mayor a dos (2) días laborables a partir del día en que se realizó la inspección.

9.1.4 SOLICITUD DE PRESUPUESTO DE INTERCONEXIÓN DE UN PROYECTO

En caso de que el proyecto de generación distribuida requiera la realización de obras en la red de la EMPRESA PRESTADORA, el PETICIONARIO deberá seguir los procedimientos establecidos en el Reglamento de Tramitación de Aprobación de Planos y Solicitud de Interconexión de la Red de Distribución vigente, o aquel que lo modifique, o reemplace.





9.2 ETAPA 1: PROCEDIMIENTO DE APROBACIÓN DE PROYECTOS INYECCIÓN CERO.

9.2.1 El PETICIONARIO, para cursar la solicitud de aprobación de la factibilidad del proyecto deberá:

- (1) Ingresar a la Plataforma Digital y completar la información correspondiente al *Formulario de Solicitud de Factibilidad de Conexión* que figura en el ANEXO B.1 del presente Reglamento.

9.2.2 La EMPRESA PRESTADORA deberá:

- (1) Informar, vía la Plataforma Digital, el código de trámite junto con la fecha y hora de la petición. En caso de que el trámite se realice en formato físico, entregar al PETICIONARIO un recibo en el cual se hará constar la fecha y hora en que dicha solicitud fue depositada.
- (2) Revisar la información presentada por el PETICIONARIO en un plazo máximo de tres (3) días laborables. Como resultado de esta revisión la EMPRESA PRESTADORA podrá solicitar al PETICIONARIO la adecuación de esta (si fuere necesario) y/o cualquier información complementaria faltante, para lo cual deberá indicar con precisión que aspecto debe ajustar o que documentación es necesaria. En caso de requerir información complementaria el plazo de respuesta con informe técnico de evaluación se reinicia.
- (3) Solicitar el sistema anti vertido que garantice el bloqueo de inyección de energía, sea a través de sistema lógico del inversor o algún equipo eléctrico, en caso de que el PETICIONARIO indique en el formulario ANEXO B.1 - FORMULARIO DE SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE INTERCONEXIÓN la no inyección de energía a la red, quedando la EMPRESA PRESTADORA en conocimiento de la reducción de consumo en horas sol por parte del CLIENTE.



Si la EMPRESA PRESTADORA detecta inyección de energía a su red, tendrá el derecho de suspender el servicio al CLIENTE bajo el debido proceso (establecido en el Art 430 del Reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad), hasta que verifique que la inyección no pone en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema de distribución eléctrica, y procurando que el CLIENTE adecúe el SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA para evitar la inyección en cuestión.

En caso de que la EMPRESA PRESTADORA se encuentre ante algún impedimento procederán conforme al Art. 434 del Reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad.

9.3 ETAPA 2: PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN, CONEXIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE PROYECTOS CON INYECCIÓN A RED.

9.3.1 El PETICIONARIO, una vez concluida la obra, deberá notificar a la EMPRESA PRESTADORA la finalización del proyecto, a la mayor brevedad a través de la Plataforma Digital. Para esto deberá cargar los siguientes datos:

(1) Información requerida en el Formulario de *Solicitud de Conexión a la Red de distribución* que figura en el ANEXO B.5: FORMULARIO DE SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN del presente reglamento.

(2) Estudio definitivo conteniendo como mínimo:

- a) Planos As Built (Como construido) de red y diagramas unifilares.
- b) Especificaciones técnicas del equipamiento instalado.
- c) Informar los ajustes de las protecciones del equipo de generación, de acuerdo con lo requerido en el numeral 3 del ANEXO C. REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN.
- d) Dimensionamiento de la potencia nominal del sistema de generación distribuida.
- e) Determinación de la producción de energía anual del sistema de generación distribuida.

 SIE Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01 Fecha: Enero 2026 Versión N°. 01 Página 35 de 132
---	---	--



- f) Memoria de cálculo debidamente firmada por el ingeniero colegiado responsable de la obra.

9.3.2 La EMPRESA PRESTADORA deberá realizar una primera inspección sin costo alguno para el PETICIONARIO en un plazo máximo de diez (10) días laborables a partir de recibida la información correspondiente a la ETAPA 2 para realizar las Pruebas de Conexión definidas en el ANEXO C: REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN.

Si en la instancia de la inspección, el representante de la EMPRESA PRESTADORA determinase que alguna de las pruebas de comisionado no resulta satisfactoria y no puede ser subsanada en ese momento, no proseguirá con el desarrollo de las tareas y lo informará debidamente vía Plataforma Digital en un plazo máximo de dos (2) días laborables, junto con la indicación de los ajustes requeridos. El PETICIONARIO deberá realizar los ajustes necesarios, abonar el costo de la inspección y luego solicitar una nueva inspección en la Plataforma Digital. En caso de que el inconveniente detectado tenga origen en la información presentada, el PETICIONARIO deberá completar y/o adecuar la información y cargarla nuevamente en la Plataforma Digital. La EMPRESA PRESTADORA deberá volver a realizar una inspección en un plazo inferior a diez (10) días laborables luego de recibida la nueva solicitud.

9.3.3 Finalizada satisfactoriamente la instancia de la inspección, La EMPRESA PRESTADORA deberá dejar constancia del resultado de esta en la Plataforma Digital.

En caso de que el PETICIONARIO haya optado por realizar el trámite con formularios físicos, la EMPRESA PRESTADORA entregará al PETICIONARIO un documento con el resultado de la inspección. Este documento deberá ser firmado por el representante de la EMPRESA PRESTADORA y por el PETICIONARIO o su representante.

9.3.4 La EMPRESA PRESTADORA deberá instalar el medidor conforme a lo estipulado en el Artículo 17.2 Tiempo de Habilitación de nuevo Suministro, del Reglamento de Calidad de Servicio Comercial desde la realización satisfactoria de la inspección y dejar constancia

 SIE Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01 <small>Fecha: Enero 2026</small> <small>Versión N°: 01</small> <small>Página 35 de 132</small>
---	---	---



en la Plataforma Digital. La EMPRESA PRESTADORA entregará al PETICIONARIO una constancia de la interconexión de la generación distribuida. Este documento deberá ser firmado por el representante de la EMPRESA PRESTADORA y por el PETICIONARIO o su representante.

9.3.5 TRÁMITE COMPLEMENTARIO PARA GESTIÓN APlicACIÓN INCENTIVOS DE LEY 57-07.

Para optar por los incentivos, exenciones, beneficios fiscales o regímenes especiales aplicables a los proyectos de generación distribuida con fuentes renovables de energía, previstos en la Ley núm. 57-07, de Incentivo al Desarrollo de las Energías Renovables y de sus Regímenes Especiales, su Reglamento de Aplicación, o en la normativa que en lo adelante la modifique, sustituya o complemente, el PETICIONARIO deberá dar cumplimiento íntegro al procedimiento, requisitos y condiciones establecidos por la institución competente encargada de la administración, evaluación y otorgamiento de dichos incentivos, actualmente la Comisión Nacional de Energía (CNE), o aquella entidad pública que, por mandato legal o reglamentario, asuma o le sean delegadas dichas funciones en el futuro.

9.4 ETAPA 2: PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN PARA PROYECTOS DE INYECCIÓN CERO.

9.4.1 El PETICIONARIO, una vez concluida la obra, deberá notificarlo a la EMPRESA PRESTADORA a la mayor brevedad a través de la Plataforma Digital. Para esto deberá cargar los siguientes datos:

(1) Estudio definitivo conteniendo al menos:

- a) Planos As Built (Como construido) y diagramas unifilares.
- b) Especificaciones técnicas del equipamiento instalado.
- c) Informar los ajustes de las protecciones del equipo de generación, de acuerdo con lo requerido en el numeral 3 del ANEXO C. REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN.



 Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01 Fecha: Enero 2026 Versión N°: Q1 Página 37 de 132
---	---	---



- d) Dimensionamiento de la potencia nominal del sistema de generación distribuida.
- e) Determinación de la producción de energía anual del sistema de generación distribuida.
- f) Memoria de cálculo debidamente firmada por el ingeniero colegiado responsable de la obra.

9.4.2 La EMPRESA PRESTADORA deberá realizar una inspección sin costo alguno para el PETICIONARIO en un plazo máximo de diez (10) días laborables a partir de recibida la información correspondiente a la ETAPA 2 para realizar la inspección.

9.4.3 Finalizada satisfactoriamente la instancia de la inspección, La EMPRESA PRESTADORA deberá dejar constancia del resultado de esta en la Plataforma Digital.

En caso de que el PETICIONARIO haya optado por realizar el trámite con formularios físicos, la EMPRESA PRESTADORA entregará al PETICIONARIO un documento con el resultado de la inspección. Este documento deberá ser firmado por el representante de la EMPRESA PRESTADORA y por el PETICIONARIO o su representante.

ARTICULO 10. INTERRUPCIONES Y DESCONEXIÓN

La EMPRESA PRESTADORA podrá desconectar o limitar el suministro de energía en el medidor del CLIENTE en cualquier momento, siguiendo el procedimiento establecido en el artículo 430, 438, 494 del RLGE y el REGLAMENTO DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO, bajo las siguientes condiciones:

- (1) Sin notificación previa: Eventos de emergencia o para corregir condiciones inseguras de operación.
- (2) Con notificación previa. Dicha notificación deberá ser al correo electrónico, mensaje vía teléfono (WhatsApp, SMS) informado por el CLIENTE o mediante carta al domicilio de suministro en caso de que el primero no esté disponible:





- a) Si se determina que el CLIENTE no cumple con algunas de las disposiciones del Reglamento, deberá ser notificado por escrito, con una anticipación de al menos cinco (5) días laborables.
 - b) Si se determina que el CLIENTE no cumple con algunas de las condiciones establecidas por la EMPRESA PRESTADORA para el funcionamiento del equipo de generación de acuerdo con lo establecido en los estudios técnicos, deberá ser notificado por escrito, con una anticipación de al menos siete (7) días laborables.
 - c) Para realizar trabajos rutinarios de mantenimiento, reparación o modificaciones al Sistema de Distribución Eléctrica, con una anticipación de al menos siete (7) días laborables.
 - d) Al vencimiento del Acuerdo de Interconexión, con una anticipación de al menos cinco (5) días laborables.
 - e) Excepto en los casos de emergencia y para corregir condiciones inseguras de operación, todas las desconexiones realizadas por la EMPRESA PRESTADORA deberán ser informadas al CLIENTE y a la SIE a más tardar a las diez (10:00 a.m.) horas de la mañana del día de su ejecución con la anticipación de los días previamente señalados.
- (3) El CLIENTE cuyo generador supera los 250 kW deberá suministrar a la EMPRESA PRESTADORA su programa de mantenimiento anual a mediados de octubre del año previo, para que sea coordinado con los planes de mantenimiento de las Subestaciones, el cual contendrá, como mínimo, las recomendaciones del fabricante de los equipos. También deberá comunicar todo mantenimiento adicional no previsto en el plan anual.
- (4) El CLIENTE podrá optar por desconectarse del sistema de distribución eléctrica, notificando por escrito su intención a su oficina comercial correspondiente, con veinte (20) días laborables de anticipación.

A handwritten signature is located in the bottom right corner of the page.

SECCIÓN 3 - CRITERIOS Y REQUISITOS TECNICOS



ARTICULO 11. DISPOSICIONES GENERALES

Las instalaciones o posibles proyectos de generación distribuida estarán suscritos según los niveles de tensión a los cuales desean interconectarse, bajo los debidos requisitos mínimos técnicos suministrados por las EMPRESAS PRESTADORAS según la configuración de las redes.

Los criterios y requisitos técnicos incluidos en esta sección son consistentes con los requisitos operacionales presentados en el ANEXO C: REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN y otros requisitos según apliquen.

Estos también tienen la intención de garantizar que el sistema de generación no afecte adversamente el sistema de distribución eléctrica y que se desconecte del mismo en condiciones inseguras de operación.

Todo proyecto de generación distribuida deberá destinar su producción energética principalmente para consumo propio, en caso de que se produzca algún excedente podrá ser inyectado a la red⁴.

A los efectos de determinar el nivel de producción de energía de la unidad de generación distribuida, en los casos de usuarios de la tarifa de baja tensión, la EMPRESA PRESTADORA podrá:

⁴ ARTÍCULO 56 – DECRETO 65-23: A los efectos del presente Reglamento, se consideran autoproductores de electricidad a partir de Fuentes Renovables, los titulares de instalaciones propiedad de una o varias personas físicas o jurídicas, cuya producción energética se destine para el consumo propio, con la posibilidad de inyectar hasta un 50% de su producción a la red, a los precios establecidos por la Superintendencia de Electricidad (SIE), bajo recomendación de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Estos autoproductores podrán beneficiarse de los incentivos establecidos en la Ley núm. 57-07, independientemente de su modalidad, ya sea con inyección o sin inyección al SENI.



 SIE Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01 Fecha: Enero 2026 Versión N°. 01 Página 40 de 132
---	---	--



- (1) Estimar el nivel de producción de energía anual esperada, cuando el tipo de energía lo permita, teniendo en cuenta todas las características técnicas del sistema (pérdidas de energía, consumos auxiliares, etc.) para obtener la mejor estimación posible cuando no se mida la producción total de energía. Tal estimación deberá estar fundada en cálculos de ingeniería y deberá informarse al cliente quien podrá solicitar ajustes si no está de acuerdo con dicha estimación. Si la diferencia persiste, el cliente podrá recurrir a la SIE quien establecerá el proceso de mediación pertinente para definir el valor de tal estimación.

Los sistemas híbridos de generación con inyección a red desde la producción podrán tener un respaldo de batería.

Los requisitos por las **EMPRESA PRESTADORA**s dependerán de la tensión: Media (mayor a 1kV y menor o igual a 34.5kV), Baja (menor o igual 1kV), donde las condiciones técnicas deberán ser precisas para conseguir la mayor homogeneidad y normalización, la mejor seguridad de las personas, las instalaciones y el medio ambiente, como también la fiabilidad y calidad del servicio.

ARTICULO 12. CERTIFICACIÓN Y APROBACIÓN DE EQUIPOS

Un equipo se considerará **certificado** cuando acredite el cumplimiento de los requisitos del estándar **IEEE1547, UL 1741, IECRE** o aquellos que en el futuro los sustituyan, según aplique, así como de los procedimientos de **Certificación de los Requisitos Mínimos de Eficiencia** emitidos por las autoridades competentes para los equipos que operen en paralelo con los sistemas de distribución.

Para fines de aplicación del presente Reglamento, las **EMPRESAS PRESTADORA**s aceptaran como requisito las **certificaciones vigentes o nuevas** del equipamiento emitidas por la CNE.



Los importadores, fabricantes, representantes o solicitantes serán responsables de aportar, junto con la solicitud de interconexión, la **evidencia documental** que sustente la certificación del equipo (certificados, reportes de ensayo, fichas técnicas u otros documentos aplicables), a los fines de su evaluación y aprobación por la EMPRESA PRESTADORA.

Los equipos podrán ser **homologados por el INDOLOCAL**, en su condición de organismo nacional competente en materia de evaluación de la conformidad, conforme a las normas y procedimientos aplicables de dicha institución, a fin de reconocer su equivalencia y validez para su uso bajo este Reglamento.

Para los clientes que hayan obtenido la aprobación del proyecto con anterioridad a la entrada en vigor del presente Reglamento y cuyo equipamiento no cuente con evidencia documental suficiente de certificación, la EMPRESA PRESTADORA podrá requerir documentación técnica adicional del equipamiento y/o la realización de las **Pruebas de Interconexión** definidas en el numeral 7 del **Anexo C**, según corresponda.

ARTICULO 13. POTENCIA DE GENERACIÓN MÁXIMA PERMITIDA Y POTENCIA DE INYECCIÓN AUTORIZADA

Para el caso de los CLIENTES, la potencia de generación máxima que podrán solicitar es aquella potencia que permite al usuario generar en un año calendario, una energía equivalente a su consumo de energía en los últimos doce meses previos a la solicitud de conexión del proyecto de recurso distribuido más el margen adicional. Dicho margen en la potencia será de un 10% para los usuarios en Baja Tensión con demanda de potencia inferior a 10 kW y de un 5% para usuarios con demanda de potencia igual o superior a 10 kW en Media Tensión.

En el caso de aquellos usuarios que no cuenten con historial de consumo, el mismo podrá obtenerse realizando un levantamiento de carga in situ entre el peticionario y la empresa prestadora de servicio, conforme al Reglamento “Tabla Homologada de Consumo de Energía y Potencia de Equipos Eléctricos” vigente.





La determinación de la potencia de inyección autorizada se hará basada en el cálculo del nivel de penetración aceptable de Generación Distribuida en el punto de conexión del circuito. Dicho calculo será realizado por la Empresa Prestadora de Servicio. Esta potencia de inyección autorizada deberá informarse al cliente, quien podrá solicitar ajustes si no está de acuerdo con dicha estimación. Si la diferencia persiste, el cliente podrá recurrir a la SIE quien establecerá el proceso de mediación pertinente.

Independientemente de la potencia de generación máxima permitida, la potencia de inyección autorizada podrá ser inferior si las condiciones del sistema así lo determinan, de acuerdo con lo indicado en el ARTICULO 8.

Esta limitación de potencia no será exigible a los CLIENTES que se encuentren conectados o que hayan obtenido la Aprobación del Proyecto por parte de la EMPRESA PRESTADORA con anterioridad a la publicación del presente Reglamento de Generación Distribuida.

ARTICULO 14. CALIDAD DE LA ONDA

A continuación, se detallan los límites permisibles para los parámetros, asegurando que los sistemas de generación distribuida mantengan la integridad de la red eléctrica y minimicen las perturbaciones que podrían afectar tanto a los equipos eléctricos como a los consumidores.

El equipamiento de generación cumplirá con los siguientes requisitos:

- (1) **Distorsión Armónica:** El sistema de generación distribuida no sobrepasará los siguientes límites de contenido armónico de corriente:

Armónicos (h) impares	Límite
$h < 11$	< 4.0 %
$11 \leq h < 17$	< 2.0 %
$17 \leq h < 23$	< 1.5 %
$23 \leq h < 35$	< 0.6 %



$35 \leq h < 50$	< 0.3 %
TRD	5%

Armónicos pares	Límite
2	< 1.0 %
4	< 2 %
6	< 3 %
$8 \leq h < 50$	Asociado a los rangos de la tabla anterior

(2) **Parpadeo:** Es un fenómeno causado por la variación en el tiempo de la magnitud del voltaje. Este efecto causa variaciones visibles en la intensidad de la luz. La contribución individual del Sistema de Generación Distribuida no sobrepasará los siguientes límites:

EPst	EPIt
0.35	0.25

Nota: Basado en un período de medición de una semana

ARTICULO 15. REQUISITOS DEL ALIMENTADOR

A continuación, se detallan los requisitos específicos que deben cumplirse para garantizar una operación segura y eficiente de los sistemas de generación distribuida, abordando aspectos como la contribución de corriente de cortocircuito, la capacidad de interrupción de cortocircuito de los equipos de protección, el equilibrio de carga y la capacidad máxima de generación permitida.

- (1) La suma de la contribución de corriente de cortocircuito de todos los sistemas de generación distribuida interconectados al alimentador o con autorización aprobada, incluyendo al sistema propuesto, no excederá el diez por ciento (10%) de la corriente máxima de cortocircuito en el lado primario del alimentador(acometida). El parámetro porcentual establecido por este literal podrá ser actualizado en función de los resultados de los estudios realizados por las EMPRESAS PRESTADORAS.



- (2) El Sistema de Generación Distribuida, en conjunto con los demás Sistemas interconectados al alimentador o con autorización aprobada, no causará que cualquier equipo de protección en el alimentador sobrepase el ochenta y cinco por ciento (85%) de su capacidad de interrupción de cortocircuito. Esto incluye, entre otros, los interruptores de la subestación, fusibles en el alimentador y reconnectadores (reclosers). El parámetro porcentual establecido por este literal podrá ser actualizado en función de los resultados de estudios realizados por la EMPRESA PRESTADORA. El porcentaje de capacidad de interrupción de cortocircuito mencionado en este literal podrá ser modificado previo acuerdo entre los CLIENTES y las EMPRESAS PRESTADORAS, siempre y cuando este acuerdo sea sustentado técnicamente.
- (3) Si el Sistema de Generación Distribuida se conecta al lado secundario de un transformador de distribución con servicio 120/240 voltios que suple más de un CLIENTE, el sistema de generación del CLIENTE no podrá causar desbalance de tensión entre las salidas de 120 voltios en el transformador mayor que el diez por ciento (10%) de la capacidad de este.
- (4) La capacidad agregada máxima de generación a interconectarse al secundario de un transformador monofásico o un banco de transformadores, que suple a más de un CLIENTE, será menor o igual a la capacidad total del mismo.

ARTICULO 16. PROTECCIONES

A continuación, se describen los requisitos mínimos de protección, las responsabilidades del cliente y las condiciones bajo las cuales la EMPRESA PRESTADORA puede solicitar ajustes adicionales.

- (1) Los requisitos de protección discutidos a continuación se establecen principalmente por la seguridad de la interconexión. Éstos evitarán que el sistema de generación distribuida provoque condiciones inseguras de operación al sistema eléctrico de la EMPRESA PRESTADORA y que afecten la





calidad del servicio durante condiciones normales de operación, por lo que los costos de las adecuaciones necesarias en el sistema de protección del proyecto de generación distribuida deberán ser cubiertos por el PETICIONARIO. El CLIENTE será responsable del buen funcionamiento de sus equipos que sirven para proteger sus instalaciones de generación e interconexión.

- (2) El sistema de generación distribuida deberá cumplir como mínimo con los requisitos operacionales y de protección presentados en el ANEXO C. **REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN.**
- (3) El CLIENTE o su representante proveerá un diagrama unifilar que ilustre el esquema de protección de la interconexión del sistema de generación distribuida, las funciones utilizadas y los ajustes de estas. Además, detallará el fabricante, la marca y el modelo de cada dispositivo de protección. El ANEXO D: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN incluye ejemplos de este tipo de diagrama. El diseño de las instalaciones del Peticionario integrará prácticas generales de protección y seguridad para salvaguardar la vida y proteger los equipos del sistema de generación.
- (4) La EMPRESA PRESTADORA podrá solicitar o añadir otros requerimientos o enmendar los existentes, cuando determine que la instalación a incorporarse a sus redes de distribución pueda tener un impacto mayor que el esperado. En estos casos la EMPRESA PRESTADORA junto con el CLIENTE deberán llegar a un acuerdo mediante la revisión de los ajustes a las funciones de sus equipos de protección y añadiendo otras funciones, en caso necesario.
- (5) En las instalaciones de sistemas de generación distribuida trifásicas, los equipos de protección medirán el voltaje y la frecuencia de cada fase y desconectarán el sistema de generación ante fluctuaciones en la frecuencia o el voltaje de cualquier fase, en cumplimiento con las recomendaciones de los requisitos operacionales presentados en el ANEXO C. En el caso de que las instalaciones del CLIENTE tengan múltiples sistemas de generación, los





equipos de protección de estos deberán desconectar todos los sistemas de generación distribuida ante fluctuaciones en el voltaje o la corriente de cualquier fase.

ARTICULO 17. MEDIDORES E INTERRUPTORES DE INTERCONEXIÓN.

17.1 CARACTERISTICAS DE LOS MEDIDORES

La EMPRESA PRESTADORA instalará a su costo los medidores apropiados para las lecturas de las variables energéticas del CLIENTE con proyecto de generación distribuida. Los medidores, podrán ser adquiridos por los CLIENTES y reembolsados por la EMPRESA PRESTADORA a través de un Acuerdo de Financiamiento Reembolsable.

Este medidor registrará el perfil de carga con el histórico de la energía, potencia activa y potencia reactiva inyectadas y consumidas hacia y desde la red.

El gabinete donde se instalará el nuevo medidor tendrá que cumplir con los estándares vigentes. Dicho gabinete será visible y accesible a los técnicos de la EMPRESA PRESTADORA las 24 horas del día. La EMPRESA PRESTADORA informará al CLIENTE en la carta de evaluación cualquier requisito necesario para poder instalar el medidor.

La EMPRESA PRESTADORA instalará el sistema de medición correspondiente a cada categoría tarifaria con las siguientes características mínimas:

- (1) Para los CLIENTES conectados a nivel de voltaje de distribución en Baja Tensión y cuya tarifa previa a la solicitud de conexión del equipamiento de generación distribuida era tarifa de Baja Tensión, con potencia menor a 10 kW:
 - a) Totalmente digital;
 - b) Bidireccional, con un mínimo de dos canales para cada variable, energía (kWh) y potencia (kW), para lecturas separadas de consumo y entrega a



la red. Los registros de demanda máxima, consumida y entregada deberán ser los correspondientes al periodo de facturación;

- c) Con memoria para grabar el consumo a intervalos, según lo indique la norma de diseño avalada por el estándar correspondiente de la IEC, entregados y recibidos; y
 - d) Con sistema de medición y control remoto de la EMPRESA PRESTADORA.
- (2) Para los CLIENTES conectados en Baja Tensión y cuya tarifa previa a la solicitud de conexión del equipamiento de generación distribuida era tarifa binómica con potencia mayor o igual a 10 kW y para los CLIENTES conectados en Media Tensión:
- a) Medidor principal para fines de facturación:
 - i. Totalmente digital;
 - ii. Bidireccional, con memoria para grabar el consumo a intervalos de cada 15 minutos por 60 días continuos, con un mínimo de ocho canales de memoria; kWh, kVARh, kW, kVAR, entregados y recibidos;
 - iii. Con sistema de medición remota de la EMPRESA PRESTADORA;
 - iv. La EMPRESA PRESTADORA, previa autorización de la SIE, podrá modificar dichos requisitos de acuerdo con las necesidades operacionales futuras de la empresa;
 - v. EL CLIENTE tiene derecho a instalar medidores testigos, los cuales deberán tener igual o superior precisión que los medidores suministrados por la EMPRESA PRESTADORA.



El INDOCAL dispondrá de forma pública en su página web el listado actualizado de medidores certificados, la cual actualizará conforme a la solicitudes de certificaciones técnicas recibidas.

17.2 INTERRUPTOR DE INTERCONEXIÓN.

El sistema de generación distribuida del CLIENTE tendrá un interruptor de interconexión que se desconectará automáticamente ante disturbios o interrupciones en el servicio eléctrico. Dicho interruptor cumplirá con los requisitos de interconexión establecidos por la EMPRESA PRESTADORA, siempre que dichos criterios sean avalados por la SIE en conformidad con los Artículos 240 y 705.12 d) contenidos en el Código Eléctrico Nacional o su posterior actualización. El interruptor podrá encontrarse embebido en el equipamiento de generación si el generador distribuido es de potencia nominal menor que 100 kVA y se encuentra acoplado a la red mediante inversores.

ARTICULO 18. CAMBIOS O MODIFICACIONES AL SISTEMA DE GENERACIÓN

El CLIENTE debe notificar por escrito todo cambio o modificación en el sistema de generación distribuida tenga o no, inyección a red, con la documentación técnica y los diagramas o planos del sistema de generación con las modificaciones, a la EMPRESA PRESTADORA a fin de que esta evalúe si son aceptables por el circuito que esté involucrado en dicho proyecto.

La EMPRESA PRESTADORA tendrá el derecho a desconectar preventivamente al CLIENTE, si este modifica su sistema de generación sin su aprobación, hasta que verifique que las modificaciones no ponen en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema de distribución eléctrica, así mismo, deberá proceder de conformidad a las disposiciones establecidas en la Sección 2 de este Reglamento.

SECCIÓN 4 - TRANSACCION ECONOMICA

ARTICULO 19. ESQUEMA DE FACTURACION



La facturación de la energía consumida por el CLIENTE, y el crédito o débito por la energía que inyecte, se realizará en base a la metodología de MEDICION NETA. La energía que consuma y que inyecte el CLIENTE se medirá y acreditará de la manera descrita a continuación.

En cada período de facturación, la EMPRESA PRESTADORA medirá la energía que consuma y que inyecte el CLIENTE al sistema eléctrico de la EMPRESA PRESTADORA.

1. Si durante el período de facturación, la EMPRESA PRESTADORA suministra al CLIENTE más energía que la que éste inyecta (es decir, cuando el consumo neto es positivo), el CLIENTE deberá pagar lo siguiente:
 - a. **Cargo Fijo.** La EMPRESA PRESTADORA cobrará el cargo Fijo al CLIENTE. El precio será equivalente conforme al cargo fijo de la tarifa asignada al cliente. Este cargo se cobrará independientemente de que el consumo sea nulo.
 - b. **Cargo por Energía.** La EMPRESA PRESTADORA cobrará el consumo neto de energía al CLIENTE, y se calculará, multiplicando la cantidad de energía neta, en el periodo de facturación correspondiente, por el precio de la energía, conforme a la tarifa asignada al cliente. En el caso del que consumo neto arroje un balance a favor del cliente (es decir cuando el cliente inyecte más energía de la que consume), no se aplicara este cargo en dicho periodo, sino que se acreditará la energía para la próxima facturación y los excedentes pendientes si existieren al cierre del año.
 - c. **Cargo por Potencia.** Este cargo sólo será aplicado a los clientes con tarifa binómica. Este cargo se calculará, multiplicando la potencia mensual





facturable por el cargo de potencia conforme a la tarifa asignada al cliente.

Este cargo se cobrará independientemente de que el consumo de energía sea nulo.

- d. **Potencia Mensual Facturable:** Correspondrá a la potencia máxima determinada de acuerdo con el sistema vigente a la fecha.
- e. **Cargo por uso de la red.** Este cargo sólo será aplicado a los clientes que tengan tarifa monómica. Este será el resultado de multiplicar la energía inyectada a la red por el 25% del cargo por energía de la tarifa asignada al cliente. En el caso de las empresas EDESUR, EDENORTE y EDEESTE se utilizará las tarifas vigentes o las que la sustituyan. Para Puerto Plata Electricidad, El Progreso del Limón y Compañía Luz y Fuerza de Las Terrenas se utilizarán las vigentes o las que la sustituyan.
- f. La penalización del **Factor de Potencia** será valorizada de acuerdo con lo establecido en el **artículo 154** del RLGE y en base a la Energía Retirada tanto activa como reactiva: *Las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados, deberán controlar que su demanda en Barra de compra de electricidad tenga como mínimo un Factor de Potencia medio mensual inductivo de cero puntos nueve (0.9).*

En caso de suministros cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0.90, por cada centésimo (0.01) en que dicho factor baje de 0.90, se aplicará un recargo de uno por ciento (1%) sobre el cargo de energía. Esto es aplicable a las opciones tarifarias binómicas.

2. Cualquier Crédito por Exportación de Energía que acumule el CLIENTE durante el año previo y que no se haya utilizado al cierre del período de facturación, se compensará de la siguiente forma:



- i. La EMPRESA PRESTADORA, antes del treinta y uno (31) de enero de cada año, pagará al CLIENTE el 100% del Crédito acumulado. Para ello, la EMPRESA PRESTADORA utilizará el mecanismo de pago factible del cual disponga.
- ii. Esta valorización será calculada, multiplicando la cantidad de energía excedente, por el precio promedio referencia de contratos de compra de energía a 10 años publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), para proyectos de generación con Tecnología aplicable en cada caso, (Solar Fotovoltaica Inclinación Fija o la que la sustituya, Eólica, Etc.).

3. Informaciones mínimas en la factura correspondiente a los clientes con generación distribuida deberán incluir al menos la energía inyectada, retirada tanto (activa como reactiva), sus respectivos neteo, energía acumulada, la lectura de potencia, y la potencia facturada, adicional a lo indicado al **Artículo 468** del **RLGE**.

19.1 PARA SISTEMAS AISLADOS CON RÉGIMEN TARIFARIO

En lo que respecta a los Concesionarios de Distribución, Sistemas Aislados y Propietarios de Redes de Distribución, deberán aplicar el procedimiento descrito en el presente Reglamento, tomando en consideración que los cargos tarifarios aplicables a los CLIENTES serán exclusivamente aquellos establecidos o aprobados mediante resolución por la Superintendencia de Electricidad (SIE), conforme a las disposiciones de la Ley General de Electricidad y su Reglamento de Aplicación.

Párrafo I: La aplicación de los cargos tarifarios se regirá por las resoluciones emitidas por la SIE, garantizando la uniformidad regulatoria, la seguridad jurídica y la protección de los derechos de los usuarios del servicio eléctrico, sin perjuicio de los procedimientos regulatorios vigentes aplicables en materia de ajustes, actualización o reasignación tarifaria, cuando correspondan conforme a la normativa aplicable.

Párrafo II: Hasta tanto no sean emitidos los regímenes tarifarios, actualizados para los sistemas aislados, aplicarán los pliegos tarifarios vigentes, los cuales serán enviados mensualmente a la SIE.





Párrafo III: Asimismo, las EMPRESAS PRESTADORAS deberán notificar a la SIE, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la publicación del presente Reglamento, los pliegos tarifarios vigentes que aplican en sus áreas de concesión.

19.2 CLIENTES QUE SE ENCUENTRAN ACTUALMENTE BAJO EL ESQUEMA DE MEDICIÓN NETA.

Los CLIENTES que, a la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento, se encuentren operando bajo el Programa de Medición Neta (PMN), así como aquellos que hayan obtenido la aprobación de su proyecto por parte de la EMPRESA PRESTADORA con anterioridad a dicha fecha, continuarán sujetos al referido esquema hasta el vencimiento del Acuerdo de Interconexión correspondiente, manteniendo vigentes las condiciones y derechos bajo los cuales dicho acuerdo fue otorgado.

En los casos en que el CLIENTE no cuente con un Acuerdo de Interconexión formalizado, dispondrá de un plazo máximo de **cinco (5) años**, contados a partir de la fecha de registro en el Programa de Medición Neta (PMN), para regularizar su situación mediante la suscripción del Acuerdo de Interconexión previsto en el presente Reglamento, cuya formalización será condición indispensable para continuar interconectado conforme al marco normativo vigente.

Párrafo I. Vencido el Acuerdo de Interconexión suscrito bajo el Programa de Medición Neta (PMN), el CLIENTE deberá formalizar un **nuevo Acuerdo de Interconexión**, el cual se regirá íntegramente por las disposiciones del presente Reglamento de Generación Distribuida y las normas complementarias aplicables.

Párrafo II. Los USUARIOS que posean sistemas de generación existentes **sin inyección de energía a la red de distribución**, instalados con anterioridad a la entrada en vigor del presente Reglamento, deberán comunicar a la EMPRESA PRESTADORA correspondiente la **descripción técnica completa del sistema**, conforme a los mecanismos, requisitos y plazos que esta establezca, a los fines de su adecuado registro, verificación y control regulatorio.





SECCIÓN 5 - FISCALIZACION

ARTICULO 20. FISCALIZACIÓN SIE DEL CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO

La SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD hará una fiscalización continua del ejercicio de toda AUTORIZACIÓN E INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA. Esta fiscalización será efectuada conforme a las siguientes reglas:

20.1 REGLAS PARA LA FISCALIZACIÓN

Toda EMPRESA PRESTADORA deberá enviar a la SIE la documentación necesaria que le permita cumplir el mandato de la LGE al respecto; para ello deberá remitir:
Mensualmente: Listado de todos los proyectos eléctricos nuevos aprobados o en proceso de aprobación.

- (1) Toda EMPRESA PRESTADORA deberá enviar a la SIE la documentación necesaria que le permita a la Unidad de Fiscalización correspondiente, apoyar a dirimir cualquier controversia solicitada por el PETICIONARIO o la EMPRESA PRESTADORA o algún TERCERO que se sienta afectado por el desarrollo de un nuevo proyecto eléctrico.
- (2) La Unidad de Fiscalización correspondiente tendrá facultad para auditar de oficio o a requerimiento de cualquier PETICIONARIO las informaciones aportadas en cualquier conflicto o controversia suscitada en el desarrollo de algún proyecto eléctrico.

ARTICULO 21. PROCESO DE RECLAMACIÓN ENTRE USUARIO Y EMPRESA PRESTADORA

En caso de que el CLIENTE no esté conforme con alguna decisión técnica o administrativa emitida por la EMPRESA PRESTADORA en el marco de los procedimientos establecidos en el presente Reglamento, podrá accionar conforme al procedimiento previsto en el



Reglamento para la Presentación, Procesamiento y Decisión de las Reclamaciones surgidas en la relación Empresas Prestadoras - Usuarios a través de la Vía Administrativa.

ARTICULO 22. INVESTIGACIÓN DE OFICIO O POR DENUNCIAS

Serán realizadas en los casos de infracciones en el ejercicio de una aprobación de proyecto, y aplicación de sanciones.

22.1 MOTIVOS DE INVESTIGACIÓN

La SIE, dentro de la fiscalización establecida en la presente sección, podrá investigar, de oficio o en atención a solicitud de alguna parte interesada, cualquier denuncia de “Violación a la Seguridad Pública por el Ejercicio de una Aprobación o Construcción de Proyecto Eléctrico”, en especial, las siguientes:

- (1) Venta de electricidad a terceros que no sean la EMPRESA PRESTADORA o Cooperativa Eléctrica, o el operador del Sistema Aislado;
- (2) Incumplimiento de la obligación de los pagos correspondientes;
- (3) Cobros injustificados o fuera del contexto del presente Reglamento;
- (4) Afectación de la propiedad privada de terceros, sea por construcción de redes que no cumplan las distancias mínimas de seguridad, o por construcción de edificios próximos a redes existentes que pongan en peligro la vida de personas;
- (5) Seguridad pública debido a la cercanía a instalaciones peligrosas como bombas de combustible, aeropuertos, etc.;
- (6) Iniciación o construcción de proyectos sin haber obtenido la aprobación previa de proyecto eléctrico por parte de la EMPRESA PRESTADORA correspondiente.



- (7) Modificaciones sustanciales al sistema de generación distribuida sin la correspondiente aprobación de la EMPRESA PRESTADORA. Por sustanciales se entiende toda modificación mayor en el sistema de generación que fue sometido y aprobado previamente por la EMPRESA PRESTADORA (p.ej. incrementos en la potencia nominal, modificación de la fuente primaria de energía, etc.)

22.2 ACTUACIÓN SIE.

La **Superintendencia de Electricidad (SIE)**, en los casos de infracciones a la Ley General de Electricidad núm. 125-01 (LGE), su Reglamento de Aplicación (RLGE), los reglamentos y resoluciones vigentes emitidos por la SIE, y/o al presente Reglamento, detectadas de oficio o como consecuencia de denuncias presentadas por TERCEROS, deberá proceder conforme a las atribuciones que le confiere el marco jurídico aplicable, observando las actuaciones siguientes:

1. **Realizar las investigaciones correspondientes**, de conformidad con sus competencias legales y reglamentarias, con el fin de verificar la existencia de hechos constitutivos de infracción y recabar los elementos técnicos, documentales y testimoniales pertinentes.
2. **Citar, escuchar y garantizar a los presuntos responsables** —incluyendo al PETICIONARIO y/o a la EMPRESA PRESTADORA— el ejercicio pleno de su derecho de defensa, permitiendo la presentación de alegatos, descargos y medios probatorios, conforme a los principios del debido proceso administrativo y a las normas procedimentales aplicables.
3. **En caso de verificarse la comisión de infracciones**, aplicar el procedimiento sancionador previsto en la LGE, el RLGE y las resoluciones sancionadoras vigentes emitidas por la SIE, imponiendo las medidas y sanciones que resulten procedentes, atendiendo a la naturaleza, gravedad, reincidencia y consecuencias de la infracción.





Párrafo. Las medidas administrativas y sanciones que la SIE podrá imponer incluirán, sin carácter limitativo, la suspensión temporal, la revocación o la limitación de autorizaciones, aprobaciones o de la ejecución y operación de proyectos de generación distribuida, conforme al régimen sancionador vigente, sin perjuicio de las demás acciones administrativas, civiles o penales que puedan resultar procedentes.

ARTICULO 23. CUMPLIMIENTO DE LAS DISPOSICIONES

Las disposiciones contenidas en el presente Reglamento son de cumplimiento obligatorio para:

- (1) Las EMPRESA PRESTADORAS;
- (2) Los SUJETOS DE DERECHO que presenten o tramiten solicitudes de aprobación de proyectos eléctricos de generación distribuida; y,
- (3) Los SUJETOS DE DERECHO que diseñen o construyan redes de distribución de energía eléctrica.

Se otorga un plazo máximo de noventa (90) días laborables contados a partir de la publicación del presente Reglamento, para que las EMPRESAS PRESTADORAS implementen todas y cada una de las disposiciones establecidas en el mismo.

En caso de incumplimiento del presente Reglamento, la Superintendencia podrá aplicar las sanciones que estime conforme a la Ley General de Electricidad y su Reglamento, garantizando así un marco de actuación basado estrictamente en la normativa vigente, sin desmerito, de que quedarán en plena aplicación todas las previsiones favorables al usuario final contenidas en el mismo.

ARTICULO 24. MODIFICACIONES DE LOS FORMULARIOS Y CERTIFICACIONES

La DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MINORISTA SIE, podrá modificar la estructura y el contenido de los formularios y certificaciones anexos al presente Reglamento, con el fin de mejorar su precisión. Estas modificaciones se informarán por escrito a las EMPRESA PRESTADORAS con una anticipación no menor a veinte (20) días laborables a la entrada en vigor de la modificación.



**ARTICULO 25. RÉGIMEN TRANSITORIO****25.1 PLATAFORMA DIGITAL**

Las EMPRESAS PRESTADORAS tendrán un plazo de treinta (30) días laborables contados a partir de la aprobación de este reglamento para la presentación del cronograma de implementación de la Plataforma Digital. Mientras esta no esté habilitada, el procedimiento se desarrollará mediante formularios físicos. Las EMPRESAS PRESTADORAS deberán desarrollar una plataforma digital para gestionar, supervisar y transparentar el proceso de conexión de proyectos de generación distribuida.



ANEXOS

ANEXO A. FLUJOGRAMA DE PROCEDIMIENTO

ANEXO B. FORMULARIOS

ANEXO B.1 - FORMULARIO DE SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN.

ANEXO B.2 - CERTIFICACIÓN DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN.

ANEXO B.3 - FORMULARIO DE SOLICITUD DE INSPECCIÓN DE OBRA

ANEXO B.4 - FORMULARIO DE INSPECCIÓN DE OBRA PRIVADA

ANEXO B.5 - FORMULARIO DE SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RED DE
DISTRIBUCIÓN

ANEXO C. REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN

ANEXO D. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE PROTECCIÓN y MEDICIÓN

ANEXO E. PROCEDIMIENTO DE INTERCONEXIÓN SIMPLE

ANEXO F. ACUERDO DE INTERCONEXIÓN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

ANEXO G. GUÍA PARA EL CÁLCULO DEL NIVEL DE PENETRACIÓN ACEPTABLE DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CIRCUITO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.

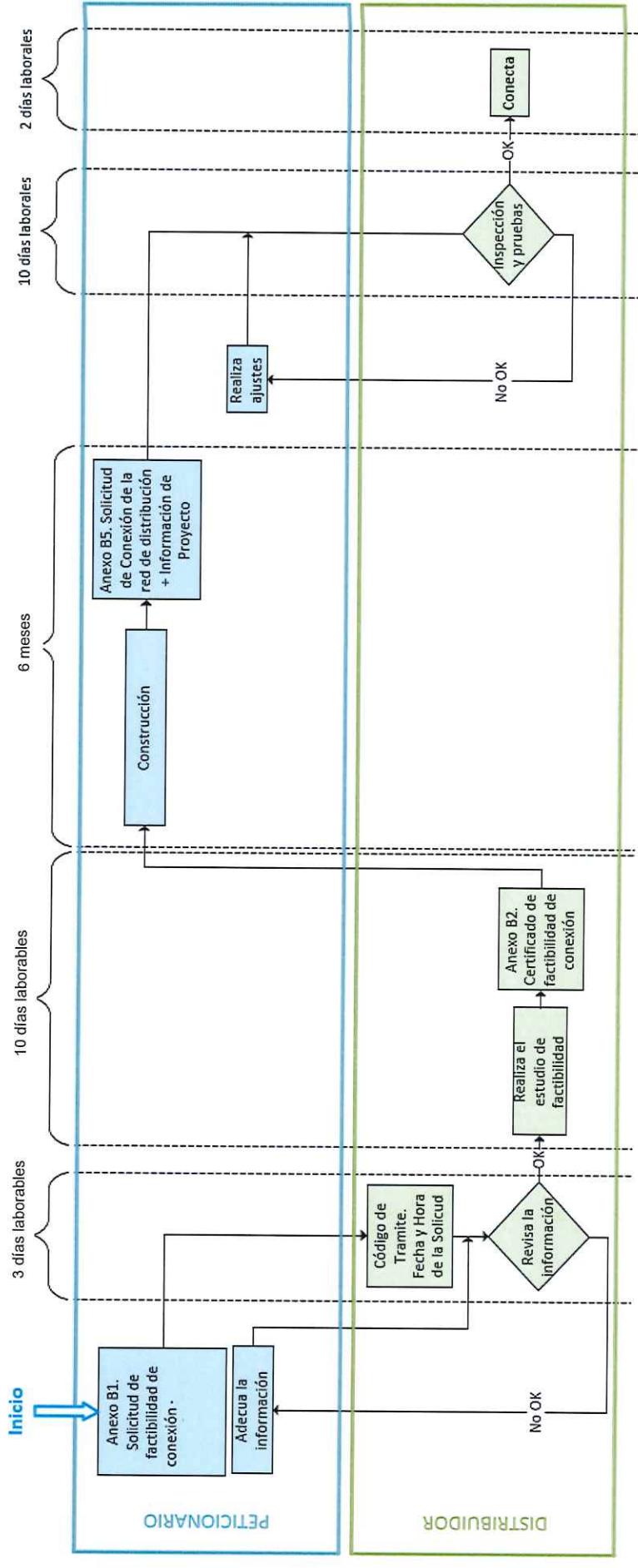
ANEXO H. PROCESO PARA EL CÁLCULO DEL NIVEL DE PENETRACIÓN ACEPTABLE
DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CIRCUITO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN





ANEXO A. FLUJOGRAMA DE PROCEDIMIENTO

REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01
	Fecha: Enero 2026
	Versión N°: 01
	Página 60 de 132



A blue ink signature is located in the bottom right corner of the page.



ANEXO B. FORMULARIOS


ANEXO B.1 - FORMULARIO DE SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE INTERCONEXIÓN

Debe contemplar Anexo 1 con Información Adicional para La Interconexión IV B.

ANEXO 1

NOMBRE DE LA EMPRESA ELECTRICA PRESTADORA DEL SERVICIO		SOLICITUD #:	
FORMULARIO DE SOLICITUD DE APROBACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO 6 GENERACION EN PUNTO DE INTERCONEXION			
I DATOS DEL SOLICITANTE			
NOMBRE O RAZON SOCIAL:	<input type="text"/>		
REPRESENTANTE:	<input type="text"/>		
CEDULA:	<input type="text"/>		
TELEFONO(S) OFICINA:	<input type="text"/>		
CELULAR(ES):	<input type="text"/>		
EMAIL:	<input type="text"/>		
DIRECCION:	<input type="text"/>		
SECTOR / MUNICIPIO / PROVINCIA:	<input type="text"/>		
FIRMA Y SELLO			
<input type="text"/>			
II PERSONAS RESPONSABLES			
NOMBRE DEL PROPIETARIO:	<input type="text"/>	NOMBRE DEL PROYECTISTA:	<input type="text"/>
CEDULA:	<input type="text"/>	CODIA #	<input type="text"/>
TELEFONO(S) OFICINA:	<input type="text"/>	TELEFONO(S) OFICINA:	<input type="text"/>
CELULAR(S)	<input type="text"/>	CELULAR(S)	<input type="text"/>
EMAIL:	<input type="text"/>	EMAIL:	<input type="text"/>
NOMBRE Y FIRMA	<input type="text"/>		
NOMBRE Y FIRMA			<input type="text"/>
III NOMBRE Y UBICACION DEL PROYECTO			<input type="text"/>
NOMBRE PROYECTO:	<input type="text"/>		CROQUIS
DESCRIPCION DEL PROYECTO:	<input type="text"/>		
DIRECCION:	<input type="text"/>		
SECTOR / MUNICIPIO / PROVINCIA:	<input type="text"/>		
NUMERO EQUIPO O DISPOSITIVO DE CORTE CERCANO:	<input type="text"/>		
TRANSFORMADOR CERCANO:	<input type="text"/>		
UBICACION PROYECTO EN GPS:	<input type="text"/>		
OTRAS REFERENCIAS UBICACION:	<input type="text"/>		





NOMBRE DE LA EMPRESA ELECTRICA PRESTADORA DEL SERVICIO		SOLICITUD #:																								
FORMULARIO DE SOLICITUD DE APROBACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO & GENERACION EN PUNTO DE INTERCONEXION																										
IV CARACTERISTICAS DEL PROYECTO																										
<p>TIPO DE INTERCONEXION: <input type="checkbox"/> BAJA TENSION MONOFASICA <input type="checkbox"/> BAJA TENSION BIFASICA <input type="checkbox"/> BAJA TENSION TRIFASICA <input type="checkbox"/> OPERACIÓN EN PARALELO (INYECCION CERO) <input type="checkbox"/> MEDIA TENSION MONOFASICA <input type="checkbox"/> MEDIA TENSION BIFASICA <input type="checkbox"/> MEDIA TENSION TRIFASICA <input type="checkbox"/> OPERACIÓN EN PARALELO MOMENTANEA</p>																										
<p>VOLTAJE PARA INTERCONEXION: <input type="checkbox"/> 110/120 VOLT <input type="checkbox"/> 220/240 VOLT <input type="checkbox"/> 460/480 VOLT <input type="checkbox"/> 4.16 KV TRIFASICO <input type="checkbox"/> 12.47 KV TRIFASICO <input type="checkbox"/> 34.5 KV TRIFASICO <input type="checkbox"/> 2.4 KV MONOFASICO <input type="checkbox"/> 7.2 KV MONOFASICO <input type="checkbox"/> 19.9 KV MONOFASICO</p>																										
<p>FABRICANTE: _____ MODELO: _____ NÚMERO DE SERIE: _____ VERSION NUM: _____ CONEXIÓN: _____ TIPO DE CONMUTACION(Invversores): _____ INFORMACION DE PLACA: _____ KVA _____ kW _____ kVar VOLTAJE DE CONEXION: _____ VOLTAJE: _____ % CORRIENTE _____ % CONTRIBUCION DE ARMONICAS: _____</p>																										
<p>TIPO DE GENERADOR: <input type="checkbox"/> SINCRONO <input type="checkbox"/> INDUCCION <input type="checkbox"/> INVENSOR</p>																										
<p>CAPACIDAD DE LA SUB ESTACION: _____ KVA <input type="checkbox"/> NUEVO SERVICIO <input type="checkbox"/> ALIMENTO CAPACIDAD EN : MEDIA TENSION <input type="checkbox"/></p>																										
<p>CARGA ESTIMADA A CONECTAR: 1 f: _____ KW <input type="checkbox"/> GENERACION DISTRIBUIDA EN: BAJA TENSION <input type="checkbox"/> 3 f: _____ KW CANT. TRANSFORMADORES / INVVERSORES: _____ CIRCUITO No: _____ SUBESTACION: _____</p>																										
<p>USO:</p> <table border="1" style="float: left; margin-right: 20px;"> <tr><td>DOMESTICO</td><td><input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td>OFICINAS</td><td><input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td>COMERCIAL</td><td><input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td>INDUSTRIAL</td><td><input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td>PROVISIONAL PARA CONSTRUCCION</td><td><input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td>OTRO: (ESPECIFICAR)</td><td><input type="checkbox"/></td></tr> </table> <table border="1" style="float: left;"> <tr><td>TIPO DE PROYECTO:</td><td>CONDOMINIO <input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td></td><td>EDIFICIO <input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td></td><td>URBANIZACION <input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td></td><td>LOTIFICACION <input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td></td><td>PROVISIONAL PARA CONSTRUCCION <input type="checkbox"/></td></tr> <tr><td></td><td>OTRO: (ESPECIFICAR) <input type="checkbox"/></td></tr> </table>			DOMESTICO	<input type="checkbox"/>	OFICINAS	<input type="checkbox"/>	COMERCIAL	<input type="checkbox"/>	INDUSTRIAL	<input type="checkbox"/>	PROVISIONAL PARA CONSTRUCCION	<input type="checkbox"/>	OTRO: (ESPECIFICAR)	<input type="checkbox"/>	TIPO DE PROYECTO:	CONDOMINIO <input type="checkbox"/>		EDIFICIO <input type="checkbox"/>		URBANIZACION <input type="checkbox"/>		LOTIFICACION <input type="checkbox"/>		PROVISIONAL PARA CONSTRUCCION <input type="checkbox"/>		OTRO: (ESPECIFICAR) <input type="checkbox"/>
DOMESTICO	<input type="checkbox"/>																									
OFICINAS	<input type="checkbox"/>																									
COMERCIAL	<input type="checkbox"/>																									
INDUSTRIAL	<input type="checkbox"/>																									
PROVISIONAL PARA CONSTRUCCION	<input type="checkbox"/>																									
OTRO: (ESPECIFICAR)	<input type="checkbox"/>																									
TIPO DE PROYECTO:	CONDOMINIO <input type="checkbox"/>																									
	EDIFICIO <input type="checkbox"/>																									
	URBANIZACION <input type="checkbox"/>																									
	LOTIFICACION <input type="checkbox"/>																									
	PROVISIONAL PARA CONSTRUCCION <input type="checkbox"/>																									
	OTRO: (ESPECIFICAR) <input type="checkbox"/>																									
V ETAPAS DE CONSTRUCCION DE LA OBRA																										
<table border="1"> <tr><td><input type="checkbox"/> PRIMERA ETAPA</td><td>FECHA:</td><td>dd/mm/aa</td><td>CARGA:</td><td>_____ KW</td></tr> <tr><td><input type="checkbox"/> SEGUNDA ETAPA</td><td>FECHA:</td><td>dd/mm/aa</td><td>CARGA:</td><td>_____ KW</td></tr> <tr><td><input type="checkbox"/> ETAPA</td><td>FECHA:</td><td>dd/mm/aa</td><td>CARGA:</td><td>_____ KW</td></tr> </table>			<input type="checkbox"/> PRIMERA ETAPA	FECHA:	dd/mm/aa	CARGA:	_____ KW	<input type="checkbox"/> SEGUNDA ETAPA	FECHA:	dd/mm/aa	CARGA:	_____ KW	<input type="checkbox"/> ETAPA	FECHA:	dd/mm/aa	CARGA:	_____ KW									
<input type="checkbox"/> PRIMERA ETAPA	FECHA:	dd/mm/aa	CARGA:	_____ KW																						
<input type="checkbox"/> SEGUNDA ETAPA	FECHA:	dd/mm/aa	CARGA:	_____ KW																						
<input type="checkbox"/> ETAPA	FECHA:	dd/mm/aa	CARGA:	_____ KW																						



ANEXO B.2, - CERTIFICACIÓN DE FACTIBILIDAD INTERCONEXIÓN


NOMBRE DE LA EMPRESA ELECTRICA PRESTADORA DEL SERVICIO
SOLICITUD #:
FECHA: dd/mm/aa
FORMULARIO DE SOLICITUD DE APROBACIÓN DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Ó GENERACIÓN EN PUNTO DE INTERCONEXION
IV.B CARACTERISTICAS DEL PROYECTO

A. Datos Caracteristicos de Generadores Rotacionales (Síncronos e Inducción):	kVA Base: _____	Reactancia Sub-Transitoria, X'd: _____
	Reactancia Síncronica, Xd: _____	Reactancia Secuencia Negativa, X2: _____
	Reactancia Transitoria, X'd: _____	Reactancia Secuencia Cero, X0: _____

B. Datos Caracteristicos Adicionales para Generadores de Inducción	Letra de Diseño (NEMA): _____	kVA Base: _____
	Voltaje de Campo: _____ V	Corriente de Campo: _____ A
	Corriente de Excitación: _____ A	Corriente de Arranque: _____ A
	Resistencia Rotor, Rr: _____	Reactancia Rotor, Xr: _____
	Resistencia Estator, Rs: _____	Reactancia Estator, Xs: _____
	Reactancia Magnetización, Xm: _____	Reactancia de Corto Circuito, Xd: _____
	¿Generador necesita corriente del Distribuidor para iniciar operación? <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	

C. Contribución de Corriente de Corto Circuito del Generador	Monofásica: _____	Trifásica Simétrica: _____
--	-------------------	----------------------------

D. Equipo de Interconexión

 1. El Transformador de Interconexión, ¿Pertenece al Cliente? Sí No (Si es afirmativa la respuesta, Indique lo siguiente:.)

FABRICANTE: _____	MODELO: _____
NÚMERO DE SERIE: _____	Tipo de Transformador: Monofásico / Trifásico, Poste / Pad
CONEXIÓN: _____	Voltaje Primario / Secundario: _____
INFORMACION DE PLACA: _____ KVA _____ KW _____ KVar	Relación de Transformación: _____
Fusibles: _____	Impedancia: _____ % CORRIENTE _____ %
Pararrayos: _____	

2. Interruptor de Interconexión:

FABRICANTE: _____	MODELO: _____
Capacidad Nominal: _____	Capacidad Interruptiva: _____
	BIL: _____

E. Protección

Función	Fabricante	No. De Catalogo	Modelo	Rango de Ajuste Disponible	Ajuste Propuesto
Sobre Voltaje (59/59G)					
Bajo Voltaje (27)					
Sobre Frecuencia (81O)					
Baja Frecuencia (81U)					
Polencia Direccional (32)					
Sobre Corriente Instantánea (50)					
Sobre Corriente con Retraso en Tiempo (51)					
Direct Transfer Trip (DTT)					

Interruptor Manual:

Fabricante: _____	Modelo: _____	Capacidad: _____
-------------------	---------------	------------------

Información de CT y TT de protección (Incluir hojas adicionales de ser necesarios)

Transformador de Corriente (CT): Fabricante: _____	Transformador de Corriente (CT): Fabricante: _____	Transformador de Tensión (TT): Fabricante: _____	Transformador de Tensión (TT): Fabricante: _____
Modelo: _____	Modelo: _____	Modelo: _____	Modelo: _____
Precisión: _____	Precisión: _____	Precisión: _____	Precisión: _____
Razón de Vuelta: _____	Razón de Vuelta: _____	Razón de Vuelta: _____	Razón de Vuelta: _____



NOMBRE DE LA EMPRESA ELECTRICA PRESTADORA DEL SERVICIO	
CERTIFICACION DE APROBACION FACTIBILIDAD SUMINISTRO Y PUNTO INTERCONEXION	
SOLICITUD No.: XXXXXXXX	CERTIFICACION AFSPI No.: XXXXXXXX
I. REFERENCIAS	
PUNTO DE INTERCONEXION APROBADO:	(VANO ENTRE POSTE # Y POSTE # / EN POSTE #):
PLAZO DE VIGENCIA.:	06 MESES
FECHA EMISION :	dd/mm/aa - hh:mm
FECHA DE CADUCIDAD.:	dd/mm/aa - hh:mm
II. DATOS DEL PROYECTO:	
SOLICITUD DE APROBACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y PUNTO INTERCONEXION #:	
NOMBRE PROYECTO :	
DIRECCION :	
UBICACIÓN PROYECTO EN GPS :	
CAPACIDAD SUB ESTACION :	CARGA ESTIMADA A CONECTAR:
CIRCUITO DE INTERCONEXION :	VOLTAJE DE INTERCONEXION:
CERTIFICACION EMITIDA Y FIRMADA POR _____ EN MI CALIDAD DE _____ DE LA EMPRESA PRESTADORA XXXXX, EL DIA _____ DE _____ DE 20_____, A LAS hh:mm.	
_____ FIRMA Y SELLO	



ANEXO B.3, - FORMULARIO DE SOLICITUD DE INSPECCIÓN DE OBRA

NOMBRE DE LA EMPRESA ELECTRICA PRESTADORA DEL SERVICIO		# FORM: IO-XXXX
FORMULARIO DE SOLICITUD DE INSPECCIÓN DE OBRA		FECHA: <input type="text"/> D D M M A A
I DATOS DEL SOLICITANTE		
NOMBRE O RAZON SOCIAL:	<input type="text"/>	
REPRESENTANTE:	<input type="text"/>	
CEDULA:	<input type="text"/>	
DIRECCION:	<input type="text"/>	
SECTOR O MUNICIPIO:	<input type="text"/>	
CIUDAD O PROVINCIA:	<input type="text"/>	
TELEFONO(S) OFICINA:	<input type="text"/>	
CELULAR(ES):	<input type="text"/>	
II REFERENCIA		
CERTIFICACION AP No.:	<input type="text"/>	FECHA: <input type="text"/> dd/mm/aaaa
III PLAZO Y FECHA LIMITE PARA INSPECCION POR RESOLUCION SIE		
FECHA LIMITE PARA INSPECCION:	<input type="text"/>	dd/mm/aaaa
IV REPRESENTANTE DEL SOLICITANTE		REPRESENTANTE EMPRESA PRESTADORA
NOMBRE:	<input type="text"/>	CODIGO: <input type="text"/>
FIRMA	<hr/>	FIRMA <hr/>


ANEXO B.4 - FORMULARIO DE INSPECCIÓN DE OBRA PRIVADA.

NOMBRE DE LA EMPRESA PRESTADORA						INSPeCCION #: XXXXXXXXXX		
FORMULARIO DE INSPECCIÓN DE OBRA PRIVADA						FECHA:		
I REFERENCIAS								
CERTIFICACION AFSPi No.:		SIO No.:	CÓDIGO DE PROYECTO / NÚMERO DE OBRA:					
No. ORDEN SOLICITUD: 1ra, 2da, 3ra, ... [EL QUE CORRESPONDE]								
II RELACION ESTRUCTURAS QUE COMPONENTE EL PROYECTO								
CÓDIGO	DESCRIPCION	CANT/PROYECTO APROBADO	REFERENCIAS EN PLANO		CANT/EJECUTADAS	% AVANCE		
			[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]				
[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]		
[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]		
[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]		
[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]		
[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]		
[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]	[ESPECIFICAR]		
III INSPECCIONES REALIZADAS EN OBRA								
	CANT. INSPECCIONADAS	CANT. EJECUTADAS CONFORME NORMAS	%	CANT. EJECUTADAS FUERA DE NORMAS	%	MATERIALES CONFORME NORMAS	NORMAS QUE APlican	CORRECCIONES REQUERIDAS PARA CADA RESPUESTA NEGATIVA
						SI		
1.- EXCAVACIONES								
2.- IZADO POSTE(S)								
3.- ARMADO ESTRUCTURA PUNTO INTERCONEXION								
4.- ARMADO ESTRUCTURA CAMBIO AEREO-SOTERRADO								
5.- ARMADO ESTRUCTURA(S) SOPORTE LINEAS MT								
6.- ARMADO ESTRUCTURA(S) SOPORTE LINEAS BT								
7.- ANCLAJES Y RETENIDAS								
8.- TENDIDO CONDUCTOR MT								
9.- TENDIDO CONDUCTOR BT								
10.- INSTALACION TRANSFORMADOR(ES)								
11.- INSTALACION EQUIPO MEDICION								
12.- INSTALACION EQUIPOS DE PROTECCION								
13.- INSTALACION LUMINARIAS								
14.- EMPALMES Y CONEXIONES								
15.- PUESTA A TIERRA								
16.- OTRO: [ESPECIFICAR]								
IV RESPONSABLE DE LA EMPRESA PRESTADORA PARA LA INSPECCION:								
NOMBRE:			CARGO:			FIRMA Y SELLO		
<input type="text"/> <input type="text"/>								



ANEXO B.5 - FORMULARIO DE SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

NOMBRE DE LA EMPRESA PRESTADORA		# FORM:IR-XXXX
FORMULARIO DE SOLICITUD DE INTERCONEXION A LA RED DE DISTRIBUCIÓN		
I DATOS DEL SOLICITANTE		
NOMBRE O RAZON SOCIAL:	<input type="text"/>	
REPRESENTANTE:	<input type="text"/>	
CEDULA:	<input type="text"/>	
DIRECCION:	<input type="text"/>	
SECTOR O MUNICIPIO:	<input type="text"/>	
CIUDAD O PROVINCIA:	<input type="text"/>	
TEL. OFICINA / TEL. MOVIL:	<input type="text"/>	
CORREO ELECTRONICO:	<input type="text"/>	
II REFERENCIAS		
CONTRATO DE SUMINISTRO N°.:	<input type="text"/>	FECHA: <input type="text"/> dd/mm/aaaa
NUMERO COMPROBANTE PAGO PRESUPUESTO INTERCONEXION	<input type="text"/>	FECHA: <input type="text"/> dd/mm/aaaa
MONTO PAGADO (RDS):	<input type="text"/>	
CERTIFICACION AO N°.:	<input type="text"/>	FECHA: <input type="text"/> dd/mm/aaaa
CERTIFICACION AP N°.:	<input type="text"/>	FECHA: <input type="text"/> dd/mm/aaaa
CERTIFICACION AFSGPI N°.:	<input type="text"/>	FECHA: <input type="text"/> dd/mm/aaaa
III PLAZO Y FECHA LIMITE PARA INTERCONEXION POR RESOLUCION SIE-XX-2015		
FECHA LIMITE PARA INTERCONEXION:	<input type="text"/> dd/mm/aaaa	
IV REPRESENTANTE DEL SOLICITANTE		REPRESENTANTE EMPRESA PRESTADORA
NOMBRE: <input type="text"/>	CODIGO: <input type="text"/>	
FIRMA: <input type="text"/>	FIRMA: <input type="text"/>	



ANEXO C. REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN

Los requisitos operacionales y de protección establecidos en este Reglamento velan por la seguridad del sistema de distribución eléctrica, de sus empleados y clientes, así como también de los equipos conectados a éste. En ese sentido, los aspectos relativos a la operación y protección de todo sistema de generación con opción para operar en paralelo con las redes de distribución deberán cumplir las siguientes especificaciones:

1. Interruptor de Acoplamiento.

El interruptor de acoplamiento debe ejecutar la desconexión automática del generador distribuido cuando esté operando en condiciones de riesgo para la red. Este equipo, debe asegurar separación galvánica de todas las fases. Adicional al interruptor propio de la unidad generadora, la instalación de conexión deberá contar con un interruptor sobre el que actuarán las protecciones descriptas en **Protecciones**.

Para el caso de los generadores con capacidad menor a 100 kVA y que están acoplados con inversor, el interruptor de acoplamiento podrá estar integrado al equipo de generación.

2. Sincronización y Reconexión Automática.

Para que un generador distribuido se sincronice al sistema deberá estar vinculado a la red sin causar una fluctuación de tensión en el punto común de interconexión no mayor de +/- 3% si el PCC es en MT, y de +/- 5% si el PCC es en BT, del valor de tensión nominal del PCC (Punto Común de Conexión).

La sincronización de los generadores distribuidos con el sistema debe tener en cuenta las magnitudes del voltaje, ángulos de fase, frecuencia para reducir al mínimo los transitorios que puedan suceder. Los valores de ajuste para efectos de sincronización deben respetar las siguientes tolerancias máximas:

A handwritten signature in blue ink, likely belonging to a responsible official, is placed in the bottom right corner of the page.



TOLERANCIAS MÁXIMAS PARA EFECTOS DE SINCRONIZACIÓN

Diferencia de fase ($\Delta\phi$)	$\pm 10^\circ$
Diferencia de Tensión (ΔV)	$\pm 10\% V_n$
Diferencia de Frecuencia (Δf)	$\pm 500 \text{ mHz}$

El sistema de generación se reconnectará una vez el voltaje y la frecuencia permanezcan en niveles adecuados por al menos cinco minutos.

NIVELES ADECUADOS DE TENSIÓN Y FRECUENCIA PARA ENTRAR EN SERVICIO

Variable	Límite mínimo	Límite máximo
Tensión	0.90 pu	1.05 pu
Frecuencia	59.5 Hz	60.2 Hz

La potencia inyectada luego de la reconexión no debe superar el gradiente de 1% de su potencia activa nominal por segundo, pudiendo incrementar la potencia de forma lineal o escalonada siempre que los escalones de potencia sean menores que el 20% de la potencia nominal. Los generadores distribuidos que no puedan configurar un gradiente podrán reconnectarse con un retardo de 10 minutos, contados desde que las condiciones de la red que se encuentren dentro de los rangos de tolerancia aceptados, adicional al tiempo de espera de reconexión automática de 5 minutos, sin limitación en cuanto al gradiente de potencia activa respecto del tiempo.

3. Protecciones.

Las funcionalidades de protecciones eléctricas mínimas que un generador distribuido debe implementar para poder operar en la red de distribución son las siguientes:

a) Subtensión y sobretensión:

Los generadores distribuidos deberán ser desconectados frente a desvíos en los valores de la tensión de la red de acuerdo con la siguiente tabla. Los tiempos consignados corresponden al intervalo entre la aparición del desvío en el valor de la tensión y la desconexión del generador.



Tensión [en pu de la Vn]	Tiempo [s]
1.20 > V	≤ 0.16
1.10 < V ≤ 1.20	aj. 1.00 a 2.00
0.88 ≤ V ≤ 1.10	Continuo
0.70 ≤ V ≤ 0.88	≥ 1.42
0.50 ≤ V < 0.70	aj. 0.16 a 2.00
V < 0.50	≤ 0.16

b) Subfrecuencia y sobrefrecuencia:

Los generadores distribuidos deberán ser desconectados frente a desvíos en los valores de la frecuencia de la red de acuerdo con la siguiente tabla. Los tiempos consignados corresponden al intervalo entre la aparición del desvío en el valor de la frecuencia y la desconexión del generador.

Frecuencia [Hz]	Tiempo [s]
62.0 > f	≤ 0.16
61.2 < f ≤ 62.0	aj. 180 a 300



$58.8 \leq f \leq 61.2$	Continuo
$57.0 \leq f < 58.8$	aj. 180 a 300
$f < 57.0$	≤ 0.16



- c) Anti-isla eléctrica. En caso de presentarse una operación en isla de manera involuntaria debido a una falla en red, el generador distribuido deberá detectar la situación y desconectarse de la red en un tiempo máximo de 2 segundos. Las protecciones anti-isla eléctrica no podrán estar basadas únicamente en los relés de sobre y sub-tensión y frecuencia (se aceptan del tipo ROCOF, Vector Shift u otro).
- d) Para el caso de los generadores distribuidos que se acoplen al sistema de distribución sin inversor, además deberán contar con las siguientes protecciones:
 - i. Sincronismo. Se exigirá una protección contra pérdida del sincronismo.
 - ii. Sobre corriente instantánea. Los generadores distribuidos renovables deberán desconectarse automáticamente ante la detección de una falla (cortocircuito) en la red en un tiempo coordinado con las protecciones del alimentador. Si existieran reconectadores, la apertura del generador debe suceder previa al primer recierre.
 - iii. Sobre corriente con retraso en tiempo.

Adicionalmente, para los generadores distribuidos trifásicos la apertura de una fase del sistema debe ser detectada por las protecciones y se debe activar la desconexión del generador del sistema.

Estas protecciones podrán ser centralizadas o integradas, de acuerdo con lo siguiente:

- a) Si la capacidad instalada de los generadores distribuidos es superior a 100 kVA y están acoplados con inversor, las protecciones deberán ser centralizadas.



- b) Para generación distribuida de capacidad menor que 100 kVA y están acoplados con inversor, las protecciones podrán ser centralizadas o integradas.
- c) En el caso de generador distribuido esté acoplado sin inversor, las protecciones deberán ser del tipo centralizada.

4. Control de Tensión y Potencia.

El generador distribuido deberá funcionar con un factor de potencia unitario y no se le requerirá tener control de tensión y/o frecuencia, a menos que el CLIENTE y la EMPRESA PRESTADORA acuerden condiciones distintas en función de las necesidades de la red para la interconexión del generador distribuido.

Los modos de control que podrían acordarse se describen a continuación:

- a) Factor de potencia constante: el generador distribuido operará con factor de potencia constante (pre acordado con la EMPRESA PRESTADORA en función de las necesidades de la red) para todo nivel de potencia activa, ya sea inyectando o absorbiendo potencia reactiva.
- b) Potencia reactiva constante: el generador distribuido debe inyectar o absorber un valor fijo de potencia reactiva; encontrándose el generador distribuido operando siempre dentro de la curva PQ mínima exigida. Dicho valor será determinado por la EMPRESA PRESTADORA en función de los requerimientos de la red.
- c) Control Volt/VAR: el generador distribuido deberá controlar activamente la inyección o absorción de potencia reactiva en función de la tensión de la red en su punto de conexión. La curva de control será lineal e incorporará una banda muerta. Los parámetros de control serán determinados por la EMPRESA PRESTADORA en función de los requerimientos de la red.
- d) Control Volt/watt: el generador distribuido deberá controlar activamente la inyección de potencia activa en función de la tensión de la red en su punto de conexión. La

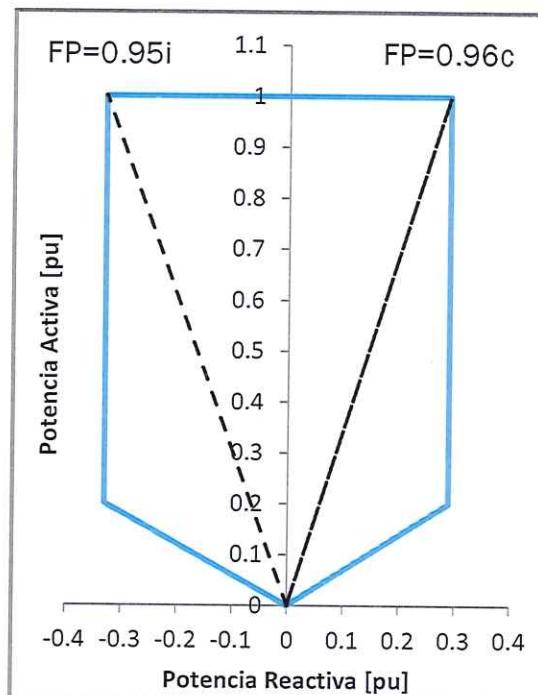




curva de control será lineal y se determinará un valor de potencia activa mínima.

Los parámetros de control serán determinados por la EMPRESA PRESTADORA en función de los requerimientos de la red.

Para controlar tensión y/o potencia, la capacidad de inyección y absorción de reactivo del generador distribuido a potencia activa nominal en el PCC, deberá tener un factor de potencia 0.96 capacitivo y 0.95 inductivo, o menores. Estos valores de potencia reactiva deberán ser constantes hasta el 20% de la potencia activa nominal (curva PQ pentagonal).



Para cumplir con la curva PQ mínima en el PCC (principalmente a potencia nominal), el generador distribuido puede requerir la instalación de elementos de compensación. El valor de dicha compensación deberá determinarse en el estudio.



5. Operación Generación Distribuida híbrido.

Los generadores distribuidos híbridos podrán continuar alimentando las instalaciones del Cliente siempre que cuenten con un dispositivo automático de conmutación On Grid/Off Grid que permita aislar sus instalaciones de la red de distribución. Esta operación debe estar aprobada por la EMPRESA PRESTADORA.

6. Despacho técnico.

El despacho técnico de los generadores distribuidos podrá quedar a determinación del propietario del generador (auto despacho). Si durante la operación se suscitaran restricciones en la red, la EMPRESA PRESTADORA estará habilitada a limitar la generación del generador distribuido y podrá hasta solicitar su desconexión.

7. Pruebas de Conexión.

Estos son aplicables para todo tipo de generación, incluyendo máquinas síncronas de inducción o inversores/convertidores estáticos de energía.

Las pruebas de interconexión requeridas en el comisionado de un generador distribuido (Etapa de pruebas del Procedimiento Simplificado o Etapa 3 del Procedimiento Completo) son las siguientes.

ORDEN SUGERIDO	PRUEBAS DE COMISIONADO
a	Inspección de instalaciones
b	Sincronización y reconexión automática
c	Isla no intencionada
d	Pruebas de control de tensión y/o potencia
e	Prueba de limitación de inyección



- a) Inspección de instalaciones: Se deberá realizar una inspección de las instalaciones del generador distribuido a fin de verificar que los ajustes de las protecciones y cualquier otro parámetro que pueda afectar el normal funcionamiento del sistema de distribución se encuentren dentro de los valores establecidos en esta normativa, o que hayan sido acordados por el PETICIONARIO y la EMPRESA PRESTADORA en la etapa de aprobación del proyecto de generación distribuida.
- b) Sincronización y reconexión automática: Las pruebas de sincronización y reconexión automática deberán demostrar que se cumple con las exigencias establecidas en el presente Anexo – **Sincronización y Reconexión Automática**.
- c) Isla no intencionada: La prueba de desconexión ante formación de la isla no intencionada consiste en la desconexión manual de interruptor de acoplamiento del generador distribuido y la verificación de que deja de energizar sus terminales de salida, y no reconecta o no recomienza su operación dentro de los 2 segundos de producida la apertura. De existir una instalación compensadora de reactivos, se deberá comprobar que ella es conectada y desconectada junto con el generador distribuido. Para los generadores distribuidos 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 PRESTADORA. Durante la prueba, el generador distribuido deberá mantener en todo momento los niveles de tensión y frecuencia establecidos en la normativa vigente.
- d) Pruebas de control de tensión y/o potencia: Aquellos generadores distribuidos que han acordado con la EMPRESA PRESTADORA incorporar al menos una de las funcionalidades de control de tensión y/o frecuencia que se describen en el presente Anexo – **Control de Tensión y Potencia**, deberán verificar que la parametrización de dicho control se corresponde con el requerimiento determinado por la EMPRESA PRESTADORA en función de las necesidades de la red.
- e) Prueba de limitación de inyección: La prueba de limitación de inyecciones de potencia será aplicable a los generadores distribuidos que cuenten con un sistema

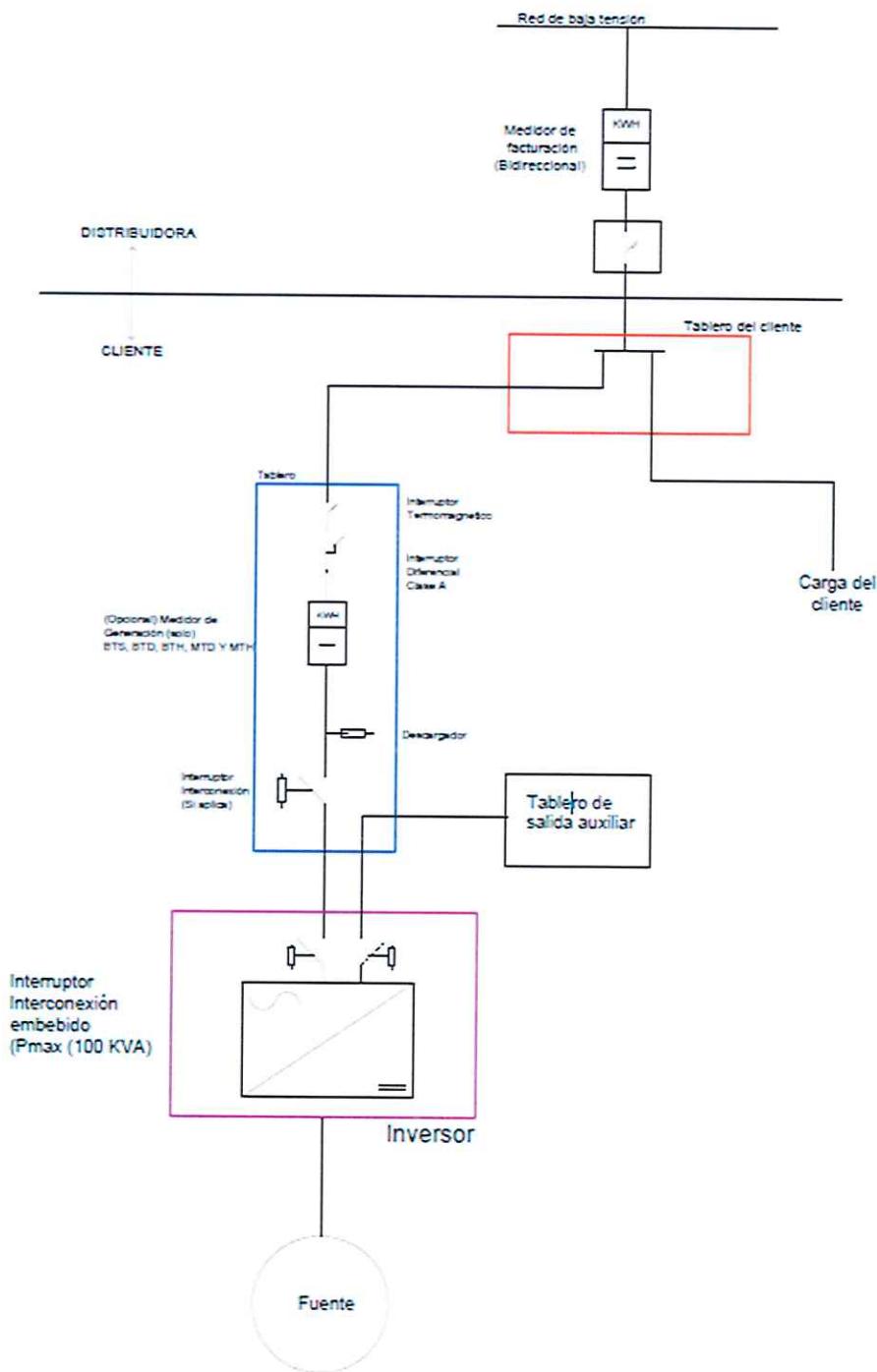


limitador de inyección a la red. En la prueba se verificará el cumplimiento de los tiempos máximos de actuación del sistema (2 segundos).



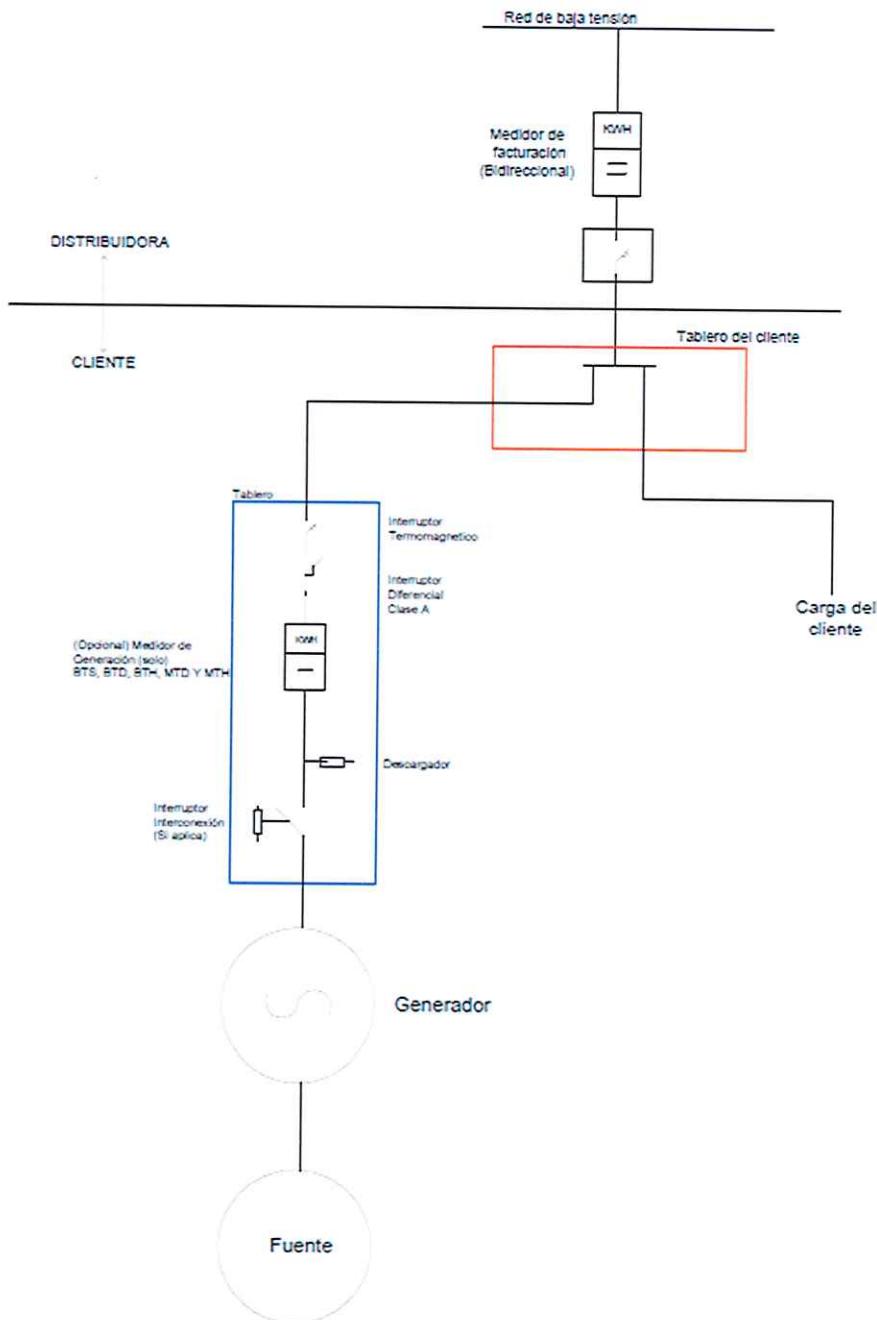
ANEXO D. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN

DIAGRAMA UNIFILAR ILUSTRATIVO. SISTEMA DE GENERACIÓN CON TECNOLOGÍA DE INVERSORES.





**DIAGRAMA UNIFILAR ILUSTRATIVO. SISTEMAS DE GENERACIÓN ROTACIONALES
- SISTEMA DE BAJA TENSIÓN.**





ANEXO E. PROCEDIMIENTO DE EVALUACION SIMPLE (INTERCONEXIÓN SIMPLE O ESTUDIO SUPLEMENTARIO) Y ESTUDIO DETALLADO

- Antes de iniciar cualquier proceso de evaluación técnica, se deberá verificar el nivel actual de penetración de generación distribuida (GD) en el circuito contra el nivel máximo aceptable determinado de acuerdo con el anexo G. Guía para el cálculo del nivel de penetración aceptable de generación distribuida.
- Si el nivel actual de GD es inferior al máximo permitido, se continuará con la aplicación de los filtros y condiciones descritos en este Anexo para determinar si corresponde una Interconexión Simple, un Estudio Suplementario o un Estudio Detallado.
- Si el nivel actual de GD es igual o superior al máximo permitido, el proyecto deberá someterse obligatoriamente a un Estudio Detallado para evaluar la factibilidad de la interconexión o, en su defecto, esperar hasta que existan condiciones técnicas que permitan nuevas interconexiones.

Las condiciones o filtros iniciales correspondientes a la Evaluación Simple que deberá pasar el PETICIONARIO para obtener la aprobación de una Interconexión Simple son los siguientes:

1. **Capacidad Generador Distribuido < 10 kVA 1Φ.** La capacidad nominal del Generador Distribuido debe ser menor que 10 kVA si la conexión es monofásica.
2. **Generador Distribuido que se conecta con inversor:** El equipamiento de generación debe acoplarse a la red a través de un inversor.
3. **Capacidad agregada del generador distribuido no supera la capacidad de transformador o alimentador secundario:** Este filtro se impone sólo para evaluar la Generación Distribuida conectada en BT. Implica verificar que la capacidad nominal agregada de los generadores distribuidos conectados a un transformador de distribución secundaria MT/BT, incluido el PETICIONARIO, es menor que la capacidad nominal de dicho transformador.



Si algunas de las condiciones anteriores no se cumplieran, el PETICIONARIO deberá pasar por un Estudio Suplementario.

El Estudio Suplementario consta de 4 evaluaciones de las condiciones del Generador Distribuido y del punto de la red en el cual se conecta. Las evaluaciones se realizarán considerando el funcionamiento del generador bajo análisis, los generadores previamente instalados y aquellos a los que se le haya autorizado la conexión.

- **Evaluación simplificada de congestiones.**

Esta evaluación consiste en determinar la aparición de situaciones críticas (congestión, inversión de flujo) en la red como consecuencia de la inyección de potencia por parte de los generadores distribuidos.

Para este análisis en particular, se deberán identificar los puntos críticos del circuito (conductores de mínima sección, equipos de protección automáticos, reguladores de tensión, etc.) que se vean afectados por la conexión del generador distribuido que se está evaluando. En cada uno de dichos puntos críticos se deberán determinar las siguientes demandas mínimas:

Rango térmico:

1. $D_{min,diurna-i}$: será la mínima demanda registrada/estimada (considerando el efecto de la generación distribuida conectada) a lo largo del año anterior en la franja horaria entre las 6 am y 7 pm en el punto crítico i.
2. $D_{min,nocturna-i}$: será la mínima demanda registrada/estimada (considerando el efecto de la generación distribuida conectada) a lo largo del año anterior en la franja horaria entre las 7 pm y 6 am en el punto crítico i.

De esta manera, la potencia inyectada en la red por parte del generador distribuido (en horario diurno y nocturno) deberá cumplir con las siguientes condiciones:

$$P_{GD,nocturna} \leq Capacidad_{lmita-i} + D_{min,nocturna-i} - \left(\sum GD_{no\ solar} + \sum GD_{solar\ con\ SAE} \right)$$





$$P_{GD\ diurna} \leq Capacidad_{límite} + Dmin_{diurna} - \sum GD$$

Donde,

$P_{GD\ nocturna}$ y $P_{GD\ diurna}$ son las potencias máximas de generación del generador bajo análisis en horario nocturno y diurno, respectivamente.

$Capacidad_{límite-i}$ es la potencia límite en el punto crítico i (capacidad nominal en el caso de evaluar rango térmico o cero en caso de evaluar inversión de flujo).

$\sum GD_{no\ solar}$, $\sum GD_{solar\ con\ SAE}$ y $\sum GD$ Es la sumatoria de la potencia nominal de generación de los generadores conectados aguas abajo del punto crítico i de la generación distribuida no solar, solar con almacenamiento y total respectivamente, para aquellos proyectos aprobados, pero aún no conectados.

- **Impacto en la regulación de tensión.**

La variación de tensión que genera un generador distribuido en su punto de conexión se calculará mediante la siguiente la fórmula:

$$\Delta v = \frac{\sum S_{GD} \cos (\varphi - \sigma)}{S_{CC}}$$

Donde,

$\sum S_{GD}$ sumatoria de las potencias aparentes de los generadores distribuidos conectados y previstos a conectar en el circuito incluyendo el generador evaluado.

S_{CC} potencia de cortocircuito en el Punto de Conexión (sin considerar el generador distribuido bajo análisis)

φ ángulo de la impedancia de la red en el Punto de Conexión sin considerar el generador distribuido.

σ ángulo entre la corriente y la tensión del generador.





Las variaciones de tensión deberán cumplir la siguiente relación, para que se considere que el generador distribuido del Peticionario cumple con el criterio de tensión:

$$\Delta v < 3\% \text{ si el punto de conexión es en MT}$$

$$\Delta v < 5\% \text{ si el punto de conexión es en BT}$$

- **Impacto en la tensión por sincronización.**

Para aquellos generadores distribuidos que no se acoplan a la red mediante inversores de corriente de manera completa, se deberá cumplir la siguiente condición para evitar caídas de tensión inadmisibles en el punto de conexión al momento de vincularse a la red.

$$\frac{S_{CC}}{k_{m-i} S_{GD}} \geq k_{maxs}$$

Donde,

S_{CC} es la potencia de cortocircuito en el punto de conexión

S_{GD} es la potencia nominal aparente del generador bajo análisis

k_{m-i} factor de maniobra del generador bajo análisis. Los valores para adoptar son los siguientes:

- Generadores síncronos: $k_m = 1$
- Generadores asíncronos doblemente alimentados: $k_m = 4$
- Generadores asíncronos directamente conectados: $k_m = 6$

k_{maxs} constante de variación de tensión máxima en sincronización, equivalente a 33 veces para BT y a 16 veces para MT

- **Impacto en la corriente de cortocircuito**





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

$$\sum_{i=1} k_{cc-i} * S_{GD-i} \leq 0,1 S_{CC}$$

Donde,

S_{GD-i} es la potencia nominal aparente del GD_i, siendo i=1, 2... n, la cantidad de GD conectados en el mismo circuito o con autorización aprobada, incluyendo el GD que se está evaluando.

S_{CC} es la potencia de cortocircuito en el punto de conexión del generador distribuido bajo análisis sin considerar la generación distribuida instalada

k_{cc-i} es el factor de contribución a cortocircuito correspondiente al medio de generación distribuida

Para cada generador distribuido conectado se debe utilizar un factor de contribución a cortocircuito k_{cc-i} que depende de las características del generador. Estos factores son los siguientes:

- Generadores con inversor de corriente: $k_{cc} = 1$,
- Generadores asíncronos: $k_{cc} = 6$,
- Generadores síncronos: $k_{cc} = 8$

Asimismo, se debe asegurar que la capacidad de ruptura de los distintos elementos de protección no se vea sobrepasadas. Se deberán calcular los niveles de cortocircuito en los puntos donde existan equipos de interrupción en el alimentador o circuito, considerando tanto el aporte desde el sistema interconectado, como desde los generadores distribuidos, teniendo en cuenta sus potencias aparentes nominales y sus factores de contribución k_{cc} . Se considerará que el generador distribuido bajo análisis no genera un impacto negativo





en las capacidades de interrupción de los distintos dispositivos cuando el cálculo anterior resulte en que ningún equipo de interrupción sobrepase en 85% su capacidad de ruptura.

Si el generador distribuido no cumple con algunas de estas pruebas, la EMPRESA PRESTADORA podrá realizar una evaluación rápida para la implementación de algún mecanismo o función del generador que permitiera identificar una solución satisfactoria a la(s) prueba(s) que no fue(ron) pasada(s) (p.ej., incorporar alguna función de control de tensión, reemplazar algún dispositivo de protección por otro de mayor capacidad, etc.). Si no se identificaran soluciones rápidas para las pruebas no superadas, el generador distribuido deberá ser sometido a un Estudio Detallado, previamente notificado al PETICIONARIO por la EMPRESA PRESTADORA por los canales disponibles.

Los costos asociados al Estudio Detallado deberán ser asumidos por el Peticionario, teniendo la opción este último de contratar un tercero para realizar dicho estudio.

El Estudio Detallado implica un análisis exhaustivo de las condiciones de conexión del generador, modelando tanto la red como el funcionamiento del generador bajo análisis, los generadores distribuidos previamente instalados y aquellos a los que se le haya autorizado la conexión. Los estudios que deberán ser realizados son los que se detallan a continuación, no obstante, si la EMPRESA PRESTADORA entiende necesario algún estudio adicional podrá realizarlo.

- **Análisis de flujos de carga**

Requerirá realizar simulaciones de flujos de carga para evaluar congestiones en la red y capacidad de regulación de tensión. Se deberán analizar por lo menos los siguientes escenarios:

- a) Escenario A: Demanda máxima y sin Generador Distribuido conectados a la red.
- b) Escenario B: Demanda máxima y con Generador Distribuido conectados a la red a potencia nominal.





- c) Escenario C: Demanda mínima y con todos los Generadores Distribuidos conectados y/o previstos de conectar, incluyendo el Generador Distribuido bajo análisis.

Las simulaciones tienen el objetivo de verificar que:

- a) Ningún elemento de la red debe sobrepasar su capacidad de corriente por presencia de los Generadores Distribuidos
- b) Las tensiones en los nodos del circuito analizado se encuentren dentro de los rangos permitidos por la normativa vigente. Esto incluye:
 - a. Verificación de la tensión en los nodos en el escenario A (de máxima demanda sin Generador Distribuido)
 - b. Variación rápida de tensión por reducción repentina de la potencia generada de los Generadores Distribuidos conectados al circuito desde su máxima potencia en el escenario B hasta una potencia del 10% de la nominal. La variación debe ser menor que el 5% en el punto de conexión en BT, o menor que el 3% en el punto de conexión en MT.
 - c. Verificación de la tensión en los nodos en el escenario C (de máxima demanda y generación de Generación Distribuida)
- c) Que no se presente la inversión de flujo de potencia en ningún dispositivo no preparado para ello (p.ej. reguladores de tensión unidireccionales). En el caso de simulaciones en MT, se deberá verificar el impacto en la red de transmisión zonal en el caso en el que se existan inversiones de flujo en la subestación primaria.

En caso de que alguna de las condiciones no se verifique, la EMPRESA PRESTADORA deberá determinar las modificaciones necesarias a la red o al Generador Distribuido que eliminan las restricciones.





- **Análisis de cortocircuito**

Para realizar este análisis, se deberán considerar los niveles de cortocircuito de la red, las impedancias de los distintos elementos de la red, las corrientes de cortocircuito inyectadas por los Generadores Distribuidos y las capacidades de ruptura de los dispositivos de protección. El análisis de cortocircuito tiene un objetivo primordial: verificar que no se sobrepasen las capacidades de ruptura definidas en este Reglamento de ninguno de los elementos de protección del circuito en el que se instala el Generador Distribuido bajo análisis. Se deberán simular cortocircuitos monofásicos y cortocircuitos trifásicos para el Generador Distribuido conectado en BT, y cortocircuitos monofásicos, trifásicos, bifásicos a tierra y bifásicos aislados para el Generador Distribuido conectado en MT, en diferentes puntos de la red de distribución.

- **Análisis de coordinación de protecciones**

El análisis de coordinación de protecciones tendrá el objetivo de verificar que la coordinación de las protecciones no se vea afectada por la presencia de la generación distribuida. Se deberán realizar simulaciones de cortocircuitos en distintos puntos de la red, y verificar que tanto la coordinación de las protecciones aguas arriba como la de aguas abajo del generador distribuido no se vean alteradas. Para ello, se deberá contar con el modelo de la red, el modelo de cortocircuito de los generadores distribuidos y la parametrización de las protecciones.





ANEXO F. ACUERDO DE INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

COMPARCEN:

1. DE UNA PARTE: La Empresa de Distribución de Electricidad, ya sea pública o de algún Sistema Aislado, en lo adelante denominada “La EMPRESA PRESTADORA”, en la República Dominicana.
2. DE LA OTRA PARTE; (nombre completo), en adelante “el CLIENTE”, portador de la Cédula de Identidad, Pasaporte o RNC (en caso de empresas) No. _____, mayor de edad, (profesión) _____, y domiciliado en _____. La EMPRESA PRESTADORA y el CLIENTE podrán identificarse individualmente como “la PARTE” y en conjunto como “las PARTES”.

A. CLÁUSULAS Y CONDICIONES

Las PARTES suscriben este Acuerdo de Interconexión de Generación Distribuida, (El ACUERDO) y sus Anexos con el propósito de que el CLIENTE, quien posee un sistema de generación que utiliza fuente renovable o alternas de energía, se interconecte al sistema eléctrico de la EMPRESA PRESTADORA. El CLIENTE reconoce que para este Acuerdo debe cumplir con todos los términos y condiciones del Acuerdo y el Reglamento de Generación Distribuida.

B. TÉRMINOS Y CONDICIONES.

El Acuerdo de Generación Distribuida para CLIENTES con sistemas de generación alterna o con fuentes renovables de energía, interconectados al sistema eléctrico de la EMPRESA PRESTADORA estará en conformidad con las disposiciones de este Acuerdo y sus Anexos, que son parte esencial de los términos y condiciones siguientes:

- a. El CLIENTE mantiene y opera un sistema de generación en paralelo con el sistema eléctrico de la EMPRESA PRESTADORA de conformidad con el Reglamento de Generación Distribuida vigente entre las PARTES, el cual forma parte de este Acuerdo.



- b. La EMPRESA PRESTADORA revisó la Solicitud de Interconexión, de (fecha) y sus respectivos documentos de apoyo.
- c. El Sistema de Generación Distribuida del CLIENTE se localizará de forma permanente en _____, con número de contrato o NIC _____.
- d. El CLIENTE está acogido a la tarifa de consumo _____.
- e. El CLIENTE está acogido a la metodología de MEDICIÓN Y FACTURACIÓN DE ENERGÍA NETA MAS CARGO POR USO DE LA RED.
- f. Este Acuerdo NO le otorga al CLIENTE el derecho a utilizar su sistema de generación para la distribución y venta a terceros.
- g. Lo dispuesto en este Acuerdo no afectará otros acuerdos que existan entre la EMPRESA PRESTADORA y el CLIENTE.

C. FECHA DE EFECTIVIDAD Y TÉRMINO

Este Acuerdo tendrá la misma vigencia que el Contrato para Suministro de Energía Eléctrica del CLIENTE, a menos que: (a) Se termine por mutuo acuerdo de las PARTES, (b) Se reemplace por otro Acuerdo, (c) Termine el contrato de servicio eléctrico del CLIENTE, o (d) Se termine por incumplimiento de cualesquiera de las PARTES con algunos de los Términos y Condiciones de este Acuerdo.

La medición y acreditación de la energía consumida y exportada por el CLIENTE comenzará en el período de facturación correspondiente a _____ (fecha).

D. INTERCONEXIÓN.

Para participar en el Programa de Generación Distribuida, el CLIENTE tendrá que mantener vigente el Acuerdo de Generación Distribuida con la EMPRESA PRESTADORA y cumplir con los requisitos de interconexión.

En caso necesario, el CLIENTE será responsable de los costos de las mejoras para la interconexión de su sistema de generación al sistema de la EMPRESA PRESTADORA,





incluyendo, pero sin limitarse a: equipos de conexión, transformación, protección, y un interruptor de interconexión que desconecte el sistema automáticamente ante disturbios atmosféricos o interrupciones en el servicio eléctrico.

La EMPRESA PRESTADORA no instalará equipos en el lado del punto conexión del CLIENTE con excepción del equipo de medición o algún equipo para fines de estudio, previamente autorizado por la SIE.

E. ESQUEMA DE FACTURACION

La facturación de la energía consumida por el CLIENTE, y el crédito o pago por la energía que inyecte, se realizará en base a la metodología de MEDICION NETA. La energía que consuma y que inyecte el CLIENTE se medirá y acreditará de la manera descrita a continuación.

En cada período de facturación, la EMPRESA PRESTADORA medirá la energía que consuma y/o que inyecte el CLIENTE al sistema eléctrico de la EMPRESA PRESTADORA.

1. Si durante el período de facturación, la EMPRESA PRESTADORA suministra al CLIENTE más energía que la que éste inyecta (es decir, cuando el consumo neto es positivo), el CLIENTE deberá pagar lo siguiente:

a. **Cargo Fijo.** La EMPRESA PRESTADORA cobrará el cargo Fijo al CLIENTE.

El precio será equivalente conforme al cargo fijo de la tarifa asignada al cliente. Este cargo se cobrará independientemente de que el consumo sea nulo.

b. **Cargo por Energía.** La EMPRESA PRESTADORA cobrará el consumo neto de energía al CLIENTE, y se calculará, multiplicando la cantidad de energía neta, en el periodo de facturación correspondiente, por el precio de la energía, conforme a la tarifa asignada al cliente. En el caso del que consumo neto arroje un balance a favor del cliente (es decir cuando el cliente inyecte más energía de la que consume), no se aplicará este cargo en dicho periodo,





sino que se acreditará la energía para la próxima facturación y los excedentes pendientes si existieran al cierre del año.

- c. **Cargo por Potencia.** Este cargo sólo será aplicado a los clientes con tarifa binómica. Este cargo se calculará, multiplicando la potencia mensual facturable por el cargo de potencia conforme a la tarifa asignada al cliente. Este cargo se cobrará independientemente de que el consumo de energía sea nulo.
- d. **Potencia Mensual Facturable:** Correspondrá a la potencia máxima que será igual al mayor valor que resulte de comparar la potencia máxima resultante del CLIENTE en el mes, ya sea la potencia retirada y la potencia inyectada, con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas en los últimos doce (12) meses.
- e. **Cargo por uso de la red.** Este cargo sólo será aplicado a los clientes que tengan tarifa monómica. Este será el resultado de multiplicar la energía inyectada a la red por el 25% del cargo por energía de la tarifa asignada al cliente. En el caso de las empresas EDESUR, EDENORTE y EDEESTE se utilizará la tarifa de referencia o la que la sustituya. Para Puerto Plata Electricidad, El Progreso del Limón y Compañía Luz y Fuerza de Las Terrenas se utilizarán las tarifas técnicas o las que la sustituyan.
- f. La penalización del **Factor de Potencia** será valorizada de acuerdo a lo establecido en el **artículo 154** del RALGE: *Las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados, deberán controlar que su demanda en Barra de compra de electricidad tenga como mínimo un Factor de Potencia medio mensual inductivo de cero punto nueve (0.9).*

En caso de suministros cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0.90, por cada centésimo (0.01) en que dicho factor baje de 0.90, se





aplicará un recargo de uno por ciento (1%) sobre el cargo de energía. Esto es aplicable a las opciones tarifarias binómicas.

2. Cualquier Crédito por Exportación de Energía que acumule el CLIENTE durante el año previo y que no se haya utilizado al cierre del período de facturación, se compensará de la siguiente forma:
 - iii. La EMPRESA PRESTADORA, antes del treinta y uno (31) de enero de cada año, pagará al CLIENTE el 100% del Crédito acumulado. Para ello, la EMPRESA PRESTADORA utilizará el mecanismo de pago factible del cual disponga.
 - iv. Esta valorización será calculada, multiplicando la cantidad de energía excedente, por el precio promedio referencia de contratos de compra de energía a 10 años publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), para proyectos de generación con Tecnología aplicable en cada caso, (Solar Fotovoltaica Inclinación Fija o la que la sustituya, Eólica, Etc.).
3. Informaciones mínimas en la factura correspondiente a los clientes con generación distribuida deberán incluir al menos la energía inyectada, retirada tanto (activa como reactiva), sus respectivos neteo, energía acumulada, la lectura de potencia, y la potencia facturada, adicional a lo indicado al **Artículo 468** del RLGE.

EMPRESAS PRESTADORAS CON RÉGIMEN TARIFARIO

La EMPRESA PRESTADORA deberá evaluar y decidir sobre la emisión o no de la Certificación de Factibilidad de Conexión dentro de un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días laborables, contados a partir de la recepción de la solicitud debidamente completada.

Párrafo: Transcurrido dicho plazo sin que la EMPRESA PRESTADORA emita pronunciamiento, la certificación se entenderá emitida, sin perjuicio de que el peticionario





deba agotar todas las fases subsiguientes hasta completar la interconexión conforme a las disposiciones del presente Reglamento.

F. OBLIGACIONES Y DEBERES DEL CLIENTE

La EMPRESA PRESTADORA le notificará al CLIENTE su cumplimiento con el presente Reglamento y se procederá con la firma de Acuerdo de Interconexión de Generación Distribuida. La firma del Acuerdo determinará la fecha en que el CLIENTE inicie la explotación de su sistema instalado. El CLIENTE, antes de los noventa (90) días posteriores a la notificación, deberá firmar el Acuerdo de este Reglamento, de lo contrario, deberá realizar una nueva solicitud.

El CLIENTE proveerá acceso al personal de la EMPRESA PRESTADORA, la CNE y la SIE, para que puedan ejecutar sus deberes conforme con el Reglamento de Generación Distribuida, la normativa vigente del subsector eléctrico y el Acuerdo presente, entre otros.

Una vez se certifique o apruebe el sistema de generación del CLIENTE, éste no podrá en forma alguna modificar las especificaciones del equipo o del lugar a instalarse, incluyendo, pero sin limitarse a: los planos, dispositivos de control, protección y en general la configuración del sistema de generación y los equipos asociados al mismo. Si el CLIENTE desea realizar cambios o modificaciones deberá someter nuevamente el proyecto para su revisión y aprobación por parte de la EMPRESA PRESTADORA, los planos con sus diagramas, cambios o modificaciones. Los cambios o modificaciones no podrán realizarse sin la autorización previa, por escrito, de la EMPRESA PRESTADORA.

El CLIENTE obtendrá todos los permisos y certificaciones que demuestran que el sistema de generación cumple con todos los requisitos aplicables a sus instalaciones.

G. CESIÓN DEL ACUERDO

El CLIENTE no cederá los derechos y obligaciones adquiridos bajo este Acuerdo, sin la autorización previa por escrito de la EMPRESA PRESTADORA.



 SIE Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-I-01 Fecha: Enero 2026 Versión N°: 01 Página 96 de 132
---	---	---

La EMPRESA PRESTADORA revisará los aspectos legales y comerciales del nuevo CLIENTE, sin que ello limite su proceso de verificación del cumplimiento de las normas técnicas.

H. DERECHO APLICABLE Y TRIBUNALES COMPETENTES

Este Acuerdo estará sujeto y se interpretará por las leyes y reglamentos vigentes en la República Dominicana. Las controversias que surjan entre las partes, en relación con el mismo, se regirán por lo que establece el Artículo 21: PROCESO DE RECLAMACIÓN ENTRE USUARIO Y EMPRESA PRESTADORA descrito en el presente Reglamento y lo establecido en el Reglamento de la Ley 125-01.

I. RESPONSABILIDAD

Las PARTES comparecientes acuerdan que sus respectivas responsabilidades por daños y perjuicios en este Acuerdo se regirán de acuerdo con lo establecido en el Código Civil de la República Dominicana (Sección 4^a).

J. RELEVO DE RESPONSABILIDADES

El CLIENTE acuerda relevar y exonerar de responsabilidad e indemnizar a la EMPRESA PRESTADORA por todos los gastos y costos de cualquier naturaleza (incluyendo honorarios legales) en que ésta incurra y que se originen o surjan en relación con reclamaciones de terceras personas por daños personales, incluyendo la muerte, o daños a la propiedad, pero cuyos daños se occasionaron por acciones u omisiones del CLIENTE, en el cumplimiento o incumplimiento de sus obligaciones bajo este Acuerdo. Esta disposición permanecerá vigente a la terminación o expiración de este Acuerdo.

K. FUERZA MAYOR

Las PARTES contratantes se excusarán del cumplimiento de sus obligaciones contractuales y no serán responsables por daños y perjuicios ni por cualquier otro concepto, en la medida en que su incumplimiento se deba a un evento de Fuerza Mayor. Lo cual significa en este Acuerdo, cualquier causa no atribuible a la culpa o negligencia y que quede fuera de control de la PARTE que reclame la ocurrencia de un evento de Fuerza





Mayor. En estos eventos se pueden incluir, pero sin limitarse a los siguientes: disturbios industriales, actos del enemigo público, guerra, bloqueos, boicots, motines, insurrecciones, epidemias, terremotos, tormentas, inundaciones, disturbios civiles, cierres patronales, fuegos, explosiones, interrupciones de servicios debido a acciones u omisiones de cualquier autoridad pública; disponiéndose que estos eventos o cualquier otro que se reclame como uno de Fuerza Mayor, y/o sus efectos, estén fuera del control y no sean consecuencia de la culpa o negligencia de la PARTE que reclama la ocurrencia de un evento de Fuerza Mayor, y que dicha PARTE dentro del término de diez (10) días, contados a partir de la ocurrencia de la alegada Fuerza Mayor, notifique la misma por escrito a la otra PARTE, describiendo los pormenores del evento y su duración estimada. El peso de la prueba en cuanto a si ocurrió un evento de Fuerza Mayor o no, será de la PARTE que reclame que la misma ocurrió.

L. CAUSAS DE INCUMPLIMIENTO

La EMPRESA PRESTADORA podrá desconectar o suspender de manera provisional la conexión de inyección del CLIENTE por cualquier violación a los términos y condiciones de este Acuerdo, Reglamento de Generación Distribuida y cualquier otro reglamento aplicable. La EMPRESA PRESTADORA deberá enviar a la SIE, en un plazo no mayor de 10 días, un informe en el cual se establecen las razones que dieron origen a la desconexión del CLIENTE de las redes de distribución. La SIE, en un plazo no mayor de veinte (20) días, deberá dar respuesta a la EMPRESA PRESTADORA de la siguiente manera:

- i. En caso de que la desconexión no proceda: La SIE ordenará a la EMPRESA PRESTADORA a que, en un plazo no mayor a 48 horas, interconecte al CLIENTE.
- ii. En caso de que la desconexión proceda: La SIE ratificará la decisión de la EMPRESA PRESTADORA e informará al CLIENTE y a la EMPRESA PRESTADORA las condiciones que deberán cumplirse para lograr su interconexión al sistema de distribución interconectado.



 SIE Superintendencia de Electricidad	REGLAMENTO PARA LA APROBACIÓN Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	RGD-101 Fecha: Enero 2026 Versión N°. 01 Página 98 de 132
---	---	--



La EMPRESA PRESTADORA no será responsable directa o indirectamente por permitir que sistemas de generación, se interconecten o continúen interconectados al sistema eléctrico de la EMPRESA PRESTADORA, o por los actos u omisión del CLIENTE que causen daños o pérdidas, incluyendo muerte a cualquier tercero.

La EMPRESA PRESTADORA no será responsable de los daños por fluctuaciones o interrupciones del sistema eléctrico del CLIENTE. Esta disposición prevalecerá al momento en que termine este Acuerdo y el CLIENTE solo sea consumidor de la red.

M. SEPARABILIDAD

Si algún tribunal con jurisdicción competente declara alguna de las cláusulas de este Acuerdo de Interconexión nula o inválida, esto no afectará la validez y eficacia de las restantes cláusulas y las PARTES contratantes se comprometen a cumplir con sus obligaciones bajo las cláusulas no afectadas por la determinación judicial de nulidad o invalidez.

N. ENMIENDAS Y MODIFICACIONES

Este Acuerdo solo podrá enmendarse o modificarse por escrito y por mutuo acuerdo entre las PARTES.

O. TERMINACIÓN Y/O ACELERACIÓN DEL VENCIMIENTO DEL ACUERDO

En caso de que el CLIENTE incumpla con algunas de sus obligaciones en este Acuerdo de Interconexión de Generación Distribuida, la EMPRESA PRESTADORA podrá decretar la terminación, cancelación o disolución inmediata del mismo, sin necesidad de notificación previa. El ejercicio del derecho de terminar, cancelar o resolver este Acuerdo de Generación Distribuida, no constituye una renuncia de la EMPRESA PRESTADORA a cualesquiera remediaciones adicionales provistos por este Acuerdo de Generación Distribuida o por la ley para casos de demora o incumplimientos en las obligaciones contractuales del CLIENTE. En caso de que la EMPRESA PRESTADORA decrete la terminación, cancelación o disolución del Acuerdo, deberá informar al CLIENTE y a la SIE, a más tardar a las diez horas de la mañana (10:00a.m.) del día siguiente de su ejecución.

**P. NOTIFICACIONES. -**

Cualquier notificación que deba hacerse entre las PARTES contratantes, en conformidad con el Acuerdo de Interconexión de Generación Distribuida, se enviará por escrito y se entenderá que la misma fue efectiva, debidamente, al momento de su entrega personal o por correo a las siguientes direcciones:

La EMPRESA PRESTADORA: (Nombre de la EMPRESA PRESTADORA correspondiente), (Dirección)

Atención: (Nombre Representante Autorizado), (Puesto)

Al CLIENTE: (Nombre del Cliente o representante), (Dirección)

Por lo cual, los comparecientes en este acto están de acuerdo en todo lo ante expuesto y por encontrarlo conforme a sus deseos, lo aceptan en todas sus partes sin reparo alguno y procede a firmarlo en _____, Republica Dominicana, hoy _____ de _____ de 20 ____.

R. FIRMAS. -

EMPRESA PRESTADORA

CLIENTE

Nombre Representante Autorizado

Firma

Nombre del Cliente

Firma



ANEXO G. GUIA PARA EL CALCULO DEL NIVEL DE PENETRACION ACEPTABLE DE GENERACION DISTRIBUIDA CON PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Metodología e Instrumentación.

A continuación, se describe detalladamente la metodología sugerida para evaluar el nivel de penetración de GD en un circuito de distribución. Se recomienda seguir estos pasos en orden, documentando cada etapa, para asegurar un análisis integral y consistente:

1. Validación de la integridad, coherencia y representatividad de la información recolectada.

Todo estudio confiable inicia con datos de entrada de calidad verificada. En esta etapa, el analista debe:

- Recolectar y revisar la información del circuito. Se debe realizar un levantamiento exhaustivo y validación de la información técnica del circuito de distribución objeto de análisis, incluyendo los siguientes elementos:
 - Información general del circuito: recopilar el diagrama unifilar actualizado del alimentador, incluyendo los niveles de tensión por tramo, las impedancias de líneas y transformadores, y demás parámetros eléctricos relevantes. Esta información debe integrarse con los planes operativos y de contingencia vigentes, así como con los planes de expansión y contingencia previstos a mediano y largo plazo, que puedan modificar la topología, los flujos de carga o la configuración técnica del circuito.
 - Red y conductores: tipo de red (áerea/subterránea), longitud de tramos, calibre y material de conductores, configuración topológica (radial, mallada o con alimentación alternativa) e identificación de zonas urbanas y rurales.
 - Transformadores de distribución: ubicación georreferenciada, capacidad nominal, impedancia, relación de transformación, tipo de conexión y del tipo de carga predominante (industrial, comercial, residencial, mixto).
 - Generación distribuida existente y aprobada: identificar y caracterizar técnicamente todos los sistemas de generación distribuida ya conectados al





circuito, incluyendo su ubicación georreferenciada, tecnología utilizada (fotovoltaica, eólica, entre otras), capacidad instalada, tipo y configuración de inversores, régimen de operación (autoconsumo, inyección total o parcial), y esquema de interconexión. Asimismo, debe incorporarse la generación distribuida con aprobación vigente para instalación.

- Cargas conectadas: clasificación por tipo (residencial, comercial, industrial), distribución espacial y perfiles horarios de demanda activa/reactiva.
- Equipamiento y control de red: ubicación y características de bancos de capacitores, reguladores de voltaje, protecciones, seccionadores e interruptores de transferencia.
- Obtener datos de la Generación distribuida: Se deben recopilar registros reales de potencia generada por los sistemas de generación distribuida ya instalados, idealmente con resolución horaria o cuarto horaria, para representar con fidelidad su comportamiento operativo. En el caso de generación distribuida proyectada aún no instalada, se deberán utilizar estimaciones basadas en parámetros técnicos típicos de la tecnología correspondiente, considerando las condiciones locales (irradiancia, viento, temperatura, etc.) y las características específicas del sitio. Si no se dispone de mediciones reales, se recomienda realizar estimaciones mediante herramientas especializadas para cada tipo de GD, incorporando factores de corrección por degradación del equipo a lo largo del tiempo, ubicación geográfica, restricciones operativas y condiciones de mantenimiento. Adicionalmente, la información técnica de cada sistema GD debe incluir como mínimo:
 - La ubicación georreferenciada de la instalación.
 - El punto de conexión a la red, identificando circuito, alimentador y transformador correspondiente.
 - La potencia o capacidad nominal instalada y prevista.
 - La tecnología utilizada (fotovoltaica, eólica, biomasa, cogeneración, grupos electrógenos, etc.).
 - Datos técnicos de conexión: tensión nominal, tipo de conexión (monofásica, bifásica o trifásica) y esquema de protección implementado.
 - El tipo de inversor o sistema de conversión y sus características de control (modo de operación, respuesta dinámica, funciones normativas, incluyendo esquemas como Q(V) o P(f)).
 - Fecha de entrada en operación (estimada o real).



- Eficiencia estimada o histórica (energía generada respecto a capacidad instalada).
- Perfil de producción histórico o estimado en resolución horaria o cuarto horario.
- Tipo de operación definida (inyección a red, inyección cero, autoconsumo total o con excedentes).
- Sistemas de almacenamiento (BESS), incluyendo su tecnología, capacidad (kWh), potencia (kW), tipo de control (P/Q, voltaje/frecuencia), modo de operación (carga, descarga, respaldo, grid-forming, etc.) y relación con la GD (asociado o independiente según el punto de interconexión).
- Obtener datos de carga del circuito: Recopilar los perfiles de demanda activa y reactiva en resoluciones de 15 minutos (cuarto horario) preferiblemente por un periodo de 12 meses, eliminando la contribución de la generación distribuida ya instalada, con el fin de representar la demanda real del circuito sin la influencia de dichas fuentes. Asimismo, se deben registrar los valores de tensión y corriente por fase tanto en la cabecera del circuito como en los tramos intermedios donde existan puntos de medición disponibles, a fin de caracterizar con precisión el comportamiento eléctrico de la red bajo condiciones operativas reales

Es fundamental depurar el perfil de carga del circuito cruzando los registros de demanda con el historial operativo de interruptores, maniobras de seccionalización, y eventos de mantenimiento programado o correctivo ocurridos durante el período de medición. Asimismo, se deben considerar las variaciones en la demanda asociadas a la transferencia temporal o permanente de cargas desde o hacia otros circuitos, con el fin de asegurar que el perfil utilizado represente de manera fiel las condiciones operativas típicas del sistema bajo análisis.

- Obtener datos de carga de clientes media tensión y transformadores de distribución: Para la construcción del modelo eléctrico, se deben recopilar los perfiles de demanda activa y reactiva agregada por cada centro de transformación conectado a la red de media tensión, con una resolución mínima de 15 minutos y preferiblemente cubriendo un período continuo de 12 meses. Los perfiles deben excluir la contribución de generación distribuida directamente conectada aguas abajo de cada transformador, con el objetivo de representar la demanda neta.
- Representación de cargas por centro de transformación: El modelo propuesto contempla la representación agregada de la demanda por cada centro de transformación (CT) conectado a la red de media tensión, omitiendo el modelado



individual de las cargas por cliente final. La entrada principal del modelo corresponde a las mediciones cuarto-horarias de demanda activa y reactiva registradas en la cabecera del circuito durante un período representativo de 12 meses. Esta demanda total será distribuida entre los CTs utilizando un factor de demanda típico asignado a cada uno, en función de su capacidad nominal y del tipo de carga predominante (industrial, comercial, residencial, mixto.). En los casos en que existan mediciones directas en determinados transformadores, estas serán utilizadas para sustituir o ajustar los valores estimados, de modo que el modelo refleje con mayor precisión las condiciones reales de operación del sistema.

Fórmula de asignación de carga por CT (sin mediciones directas):

$$P_{CT,i}(t) = FD_i \cdot S_{CT,i} \cdot \frac{P_{circuito}(t)}{\sum_{j=1}^n FD_j \cdot S_{CT,j}}$$

Donde:

- $P_{CT,i}(t)$: Potencia activa asignada al transformador i en el instante t
- FD_i : Factor de demanda típico asignado al transformador i (entre 0 y 1)
- $S_{CT,i}$: Capacidad nominal del transformador i (kVA)
- $P_{circuito}(t)$: Demanda total medida en la cabecera del circuito en el instante t
- $\sum FD_j \cdot S_{CT,j}$: Suma de las capacidades nominales ajustadas por el factor de demanda, lo que representa una distribución proporcional basada en el uso típico esperado de cada transformador
- n : Número total de CTs en el circuito





Ajuste con mediciones disponibles:

Cuando se disponga de registros reales de potencia demandada en determinados CTs, se debe utilizar directamente el valor medido:

$$P_{CT,i}(t) = P_{medido,i}(t)$$

La demanda restante del circuito (es decir $P_{circuito}(t) - \sum P_{medido,i}(t)$) se redistribuye entre los CTs sin medición aplicando la fórmula anterior, garantizando que el total modelado coincide con lo registrado en la cabecera.

2. Construcción del modelo del circuito en el software elegido.

Con datos validados, se construye el modelo eléctrico del circuito en una herramienta de simulación. Aspectos clave del modelado incluyen:

- Representación detallada de la red: Incluir todas las barras nódales (puntos de conexión de cargas y generación distribuida) con su georreferenciación exacta (coordenadas UTM o GPS), líneas y cables con su longitud, ubicación física y parámetros eléctricos (resistencia, reactancia, susceptancia), transformadores con sus relaciones de transformación, ubicación geográfica y configuraciones de tap settings, reguladores de tensión (RAP/RAT) con sus puntos de ajuste y localización dentro del circuito, bancos de capacitores (fijos o controlados) con su posición en la red y capacidad nominal, y demás componentes relevantes.
- Modelado de la GD: Para los sistemas de generación distribuida ya existentes, se utilizarán sus especificaciones técnicas y ubicaciones reales dentro del circuito. En el caso de nuevas instalaciones simuladas, la generación distribuida se asignará de forma progresiva y homogénea a los nodos del circuito, tomando como criterio de distribución la potencia instalada en los transformadores de distribución. Adicionalmente, la proporción de generación por tipo de tecnología se ajustará según la presencia real de fuentes fotovoltaicas, eólicas o térmicas en el circuito; en ausencia de esta información específica, se utilizará la composición tecnológica representativa del área de concesión de la distribuidora.
- Condiciones de frontera del modelo: Se deben establecer las condiciones de borde del circuito iniciando la simulación desde el lado de alta tensión (AT) del transformador de potencia de la subestación que alimenta el sistema de distribución. En este punto debe ubicarse la barra de referencia (slack, en inglés), que fija la tensión y frecuencia de





referencia del modelo. Esta configuración permite representar de forma más realista el acoplamiento con el sistema de transmisión y es suficiente para capturar los efectos eléctricos relevantes en estudios de distribución, especialmente en escenarios con flujo inverso de potencia desde la generación distribuida hacia la red principal. El transformador de subestación debe ser modelado de forma explícita, incluyendo su relación de transformación, impedancia y configuración de taps (variadores o cambiadores de derivaciones). La consigna de tensión en el lado de media tensión (MT) se determina mediante el ajuste del tap, conforme a la política operativa del sistema y las características de los circuitos aguas abajo, ya sean urbanos o rurales.

- Comprobación del modelo inicial: Ejecutar un flujo de carga base (sin GD extra) para verificar que el modelo se comporte lógicamente: tensiones decrecientes a lo largo del circuito en condiciones radiales de carga, caídas dentro de lo esperado, pérdidas en un rango razonable.
3. Calibración y validación del modelo comparando resultados del flujo base con mediciones reales en cabecera y puntos intermedios.

Ajuste de cargas con mediciones: Usando registros de SCADA o mediciones en campo, se corre el modelo en situaciones representativas (típicamente pico de carga sin GD y valle de carga sin GD) y se compara con las mediciones correspondientes. Si el modelo difiere significativamente, se deben ajustar parámetros. Comúnmente, se redistribuyen las cargas a lo largo del alimentador para reflejar mejor la realidad (pues a veces la ubicación exacta de la carga es estimada) o se corrigen pérdidas no modeladas (añadiendo por ejemplo pérdidas en el transformador de potencia, resistencia de conexión, etc.). También se puede recalibrar la demanda total para que coincida con el pico medido. El objetivo es que el modelo reproduzca con buena aproximación el comportamiento real de la red en escenarios base. De igual forma se deben realizar:

- Validación de tensiones nodales: Si se disponen de medidores de calidad de energía o registros de tensión en ciertos nodos (por ejemplo, en el extremo del alimentador o donde haya capacidad instalada de GD existente), comparar las tensiones medidas con las calculadas por el modelo para las mismas condiciones. Una coincidencia cercana (diferencia inferior al 3%) brinda confianza en que el modelo podrá predecir las variaciones de tensión debidas a la GD con exactitud.
- Incorporación de GD existente: Si ya hay generación distribuida conectada en el circuito, se debe incluir en el modelo (en potencia acorde a la condición simulada)



y validar que, por ejemplo, durante horas de alta generación solar las mediciones de flujo de potencia reflejen la inyección (reduciendo la importación desde la subestación, e incluso mostrando exportación si es el caso). Esto sirve también para ajustar comportamientos, por ejemplo: si con cierta generación fotovoltaica medida se observó la subestación exportando potencia (flujo inverso) y elevadas tensiones en el extremo, el modelo debería reproducir esa situación con la GD representada, lo cual confirmará que está correctamente parametrizado.

- Documentar supuestos calibrados: Registrar de forma detallada todos los ajustes aplicados durante la etapa de calibración del modelo, tales como la modificación de factores de simultaneidad, correcciones en los taps de transformadores, o ajustes en perfiles de carga. Esta documentación permite asegurar la trazabilidad de los supuestos y respalda la validez técnica del modelo, el cual quedará preparado para la evaluación de escenarios hipotéticos con un nivel de fidelidad aceptable.

4. Definición de los escenarios de simulación y las condiciones críticas de operación.

Para determinar el nivel de penetración aceptable de generación distribuida (GD), se deben simular condiciones extremas que representen los estados más exigentes para el sistema eléctrico. Estos escenarios críticos suelen combinar valores límite de demanda y generación. Sin embargo, como punto de partida metodológico, se establecen dos (2) escenarios base de referencia: demanda máxima con GD nula y demanda mínima con GD nula. Estos escenarios permiten evaluar el comportamiento del circuito sin influencia de la generación distribuida, facilitando la identificación de restricciones operativas y sirviendo como referencia para las simulaciones incrementales que permitirán determinar el nivel de GD que el circuito puede acoger sin comprometer su estabilidad ni seguridad.

Adicionalmente, cuando existan planes de contingencia que incluyan la seccionalización o transferencia de carga entre circuitos, deberán considerarse escenarios adicionales que reflejen estas configuraciones operativas, a fin de evaluar la capacidad de acogida de GD bajo condiciones no nominales.

- Demanda Máxima con Generación Nula: Corresponde al escenario de mayor demanda del circuito en ausencia de generación distribuida, típicamente asociado a condiciones de alta carga. Este escenario representa una condición crítica de operación del sistema en su estado actual, y se utiliza como referencia para verificar





que el circuito cumple con los criterios de capacidad, niveles de tensión y desempeño operativo sin influencia de la GD. Además, sirve como punto de comparación para evaluar el impacto de la generación distribuida en variables como las pérdidas técnicas, las caídas de tensión y la cargabilidad de los componentes.

- A continuación, se describe la metodología para la determinación de la demanda máxima:
 - La potencia activa máxima del circuito se determina mediante el análisis de los registros históricos, ya depurados y ajustados, de demanda activa en el punto de alimentación del circuito. Se recomienda utilizar una resolución temporal de 15 minutos (cuarto horario).
 - Para garantizar representatividad, se recomienda considerar un horizonte temporal amplio, 12 meses.
 - Para simulaciones estáticas, se selecciona como escenario representativo la hora con el mayor valor de potencia activa registrada dentro del período analizado.
 - Para simulaciones dinámicas, se considera el día completo en el cual ocurre dicha hora de máxima demanda, con el objetivo de capturar la evolución de condiciones operativas a lo largo del tiempo.
- Demanda Mínima con Generación Nula: Representa la condición de valle de carga del circuito, sin aporte de generación distribuida. Aunque suele considerarse un escenario de baja exigencia operativa (debido a las bajas corrientes y menores caídas de tensión), es fundamental para evaluar el comportamiento del sistema en condiciones de baja demanda, especialmente en lo relativo a la regulación de tensión. En estos casos, pueden producirse sobrevoltajes leves debido a la compensación reactiva (bancos de capacitores) o a ajustes elevados en el tap del transformador, definidos para cubrir el pico de carga. Además, este escenario se utiliza como caso base para comparar los efectos progresivos de la generación distribuida en horarios de baja demanda, donde el aporte de generación puede superar la carga local, generando flujos inversos de potencia y elevaciones de tensión no deseadas. De igual forma, es el escenario base de donde se estará realizando la integración progresiva de la generación distribuida.





- A continuación, se describe la metodología para la determinación de la demanda mínima:
 - La potencia activa mínima del circuito se determina a partir del análisis de los registros históricos de demanda activa en el punto de alimentación del circuito, con una resolución temporal preferiblemente igual a 15 minutos.
 - Se delimita el intervalo horario correspondiente al periodo de mayor producción de la generación distribuida, el cual dependerá de la tecnología predominante (por ejemplo, entre las 09:00 a.m. y las 03:00 p.m. para sistemas fotovoltaicos).
 - Dentro de ese intervalo, se identifica el menor valor de potencia activa registrado, excluyendo periodos fuera del rango operativo de la GD.
 - Para garantizar representatividad, se recomienda considerar un horizonte temporal amplio, 12 meses, lo que permite capturar variaciones estacionales y condiciones atípicas de baja carga.
 - En redes con desequilibrio de fases, se debe realizar el análisis por fase, a fin de detectar desbalances técnicos relevantes o situaciones de sobregeneración localizadas.
 - Para simulaciones estáticas, se selecciona como escenario representativo la hora con el menor valor de potencia activa registrada dentro del período analizado.
 - Para simulaciones dinámicas, se considera el día completo en el cual ocurre dicha hora de mínima demanda, con el objetivo de capturar la evolución de condiciones operativas a lo largo del tiempo.

5. Escenario base de Demanda Máxima y Demanda Mínima con Generación Nula

Para cada uno de estos escenarios, se deben realizar tanto simulaciones estáticas, orientadas a verificar cumplimiento de parámetros como tensión y cargabilidad en condiciones de estado estable, como simulaciones dinámicas, enfocadas en analizar la evolución temporal de variables críticas ante perturbaciones o variaciones operativas a lo largo del tiempo. A continuación, se detallan los pasos requeridos para la correcta ejecución de ambas simulaciones en cada escenario base.





Simulaciones Estáticas: Flujo de Carga, Cortocircuito y Calidad de Servicio

- Flujo de Carga: Ejecutar un cálculo de flujo de potencia para la hora definida como de demanda máxima con generación nula, validando que:
 - Tensión por fase: Verificar que las tensiones por fase en MT se mantengan dentro de los límites operativos recomendados:
 - Zonas urbanas: 0.96 a 1.04 p.u. (conforme a margen de reserva sobre límite regulatorio de $\pm 7.5\%$).
 - Zonas rurales: 0.95 a 1.05 p.u. (conforme a margen sobre límite regulatorio de $\pm 10\%$). Registrar cualquier violación de estos umbrales.
 - Identificar los nodos más sensibles del circuito, es decir, aquellos que presentan mayores caídas de tensión bajo condiciones de carga elevada, con el fin de utilizarlos como puntos de referencia para comparar el comportamiento del sistema en los distintos escenarios de simulación con generación distribuida.
 - Cuando se identifiquen nodos que presenten violaciones a los límites operativos admisibles en el estado base del circuito, estos deberán ser documentados como restricciones preexistentes. La integración de generación distribuida no debe agravar dichas condiciones; por el contrario, debe al menos mantenerlas o contribuir a su mejora.
 - Desbalance de tensión y carga: Confirmar que,
 - El desbalance de tensión no supere el 3% entre fases (SIE-143-2022-MEMI) y,
 - Que el desbalance de carga no supere el 10% (IEC 61000-4-30, IEEE Std 1159).
 - Cuando se identifiquen nodos que presenten violaciones a los límites operativos admisibles en el estado base del circuito, estos deberán ser documentados como restricciones preexistentes. La integración de generación distribuida no debe agravar dichas condiciones; por el contrario, debe al menos mantenerlas o contribuir a su mejora.



- Cargabilidad de conductores y transformadores: Confirmar que,
 - Las corrientes en cada tramo no superen el 100% de la capacidad nominal de los equipos. Inspeccionar las corrientes resultantes en cada tramo.
 - Si se están simulando transformadores de distribución, verificar que no exceda el 100% de su cargabilidad.
- Cortocircuito Realizar cálculos de cortocircuito (tanto monofásico como trifásico, según corresponda al sistema) en puntos relevantes: en la barra de subestación, en barras de conexión teórica de la GD, y en extremos del alimentador:
 - Capacidad de cortocircuito: Verificar que la corriente de falla no supere la capacidad interruptiva de los dispositivos existentes.
- Calidad de la Energía:
 - Distorsión armónica (THD): Verificar que los niveles de distorsión armónica total de tensión (THD) en media tensión se mantengan dentro de los límites establecidos por la normativa vigente, es decir, un THD de tensión $\leq 3\%$, conforme a los criterios del Reglamento Técnico de Calidad del Servicio Eléctrico.
 - Factor de potencia: Evaluar la variación del factor de potencia en los distintos escenarios simulados y verificar si se presentan desviaciones fuera del rango permitido como consecuencia de la integración de generación distribuida.

Simulaciones Dinámicas: Eventos Transitorios y Estabilidad

- Análisis dinámico de flujo de carga: Ejecutar una simulación dinámica en el dominio del tiempo para el día correspondiente al escenario de demanda máxima con generación distribuida nula, con el objetivo de evaluar la evolución de las condiciones operativas del sistema, validando que:
 - Tensión por fase en el nodo principal: Verificar que las tensiones por fase en MT se mantengan dentro de los límites operativos recomendados:
 - Zonas urbanas: 0.96 a 1.04 p.u. (conforme a margen de reserva sobre límite regulatorio de $\pm 7.5\%$).



- Zonas rurales: 0.95 a 1.05 p.u. (conforme a margen sobre límite regulatorio de $\pm 10\%$). Registrar cualquier violación de estos umbrales.
 - Cuando se identifiquen nodos que presenten violaciones a los límites operativos admisibles en el estado base del circuito, estos deberán ser documentados como restricciones preexistentes. La integración de generación distribuida no debe agravar dichas condiciones; por el contrario, debe al menos mantenerlas o contribuir a su mejora.
- Tensión por fase en los nodos identificados como sensibles: Verificar que las tensiones por fase en MT se mantengan dentro de los límites operativos recomendados:
- Zonas urbanas: 0.96 a 1.04 p.u. (conforme a margen de reserva sobre límite regulatorio de $\pm 7.5\%$).
 - Zonas rurales: 0.95 a 1.05 p.u. (conforme a margen sobre límite regulatorio de $\pm 10\%$). Registrar cualquier violación de estos umbrales.
 - Cuando se identifiquen nodos que presenten violaciones a los límites operativos admisibles en el estado base del circuito, estos deberán ser documentados como restricciones preexistentes. La integración de generación distribuida no debe agravar dichas condiciones; por el contrario, debe al menos mantenerlas o contribuir a su mejora.

6. Escenario de demanda mínima con Generación Distribuida creciente

Partiendo del escenario base de demanda mínima, se deben realizar simulaciones progresivas incorporando niveles crecientes de generación distribuida, hasta alcanzar el límite superior definido por el tipo de esquema de protección del circuito. En cada nivel simulado, se ejecutarán análisis estáticos para verificar el cumplimiento de parámetros como tensión, cargabilidad y flujo de potencia, así como simulaciones dinámicas para evaluar la respuesta temporal del sistema ante perturbaciones y variaciones operativas. A continuación, se detallan los pasos para la ejecución de estas simulaciones.

Simulaciones Estáticas: Flujo de Carga, Cortocircuito y Calidad de Servicio



- Flujo de Carga: Ejecutar un cálculo de flujo de potencia para cada escenario. En cada simulación de flujo de carga, observar:
 - Tensión por fase: Verificar que las tensiones por fase en MT se mantengan dentro de los límites operativos recomendados:
 - Zonas urbanas: 0.96 a 1.04 p.u. (conforme a margen de reserva sobre límite regulatorio de $\pm 7.5\%$).
 - Zonas rurales: 0.95 a 1.05 p.u. (conforme a margen sobre límite regulatorio de $\pm 10\%$). Registrar cualquier violación de estos umbrales.
 - Desbalance de tensión y carga: Confirmar que el desbalance de tensión no supere el 3% entre fases (SIE-143-2022-MEMI) y que el desbalance de carga no supere el 10% (IEC 61000-4-30, IEEE Std 1159).
 - Cargabilidad de conductores y transformadores: Verificar que las corrientes en cada tramo no superen el 100% de la capacidad nominal de los equipos. Inspeccionar las corrientes resultantes en cada tramo. La GD reduce la corriente importada desde la subestación (pudiendo incluso revertirla), pero localmente puede aumentar la corriente en tramos entre generadores y cargas. Evaluar si alguna línea o transformador supera su capacidad térmica nominal (sobrecarga). Esto es parte de los criterios de aceptación: no se deben exceder los límites térmicos de conductores ni equipos. Si se detecta alguna sobrecarga con cierta penetración de GD, es indicio de que ese nivel es muy alto sin refuerzos (o bien habría que reconfigurar la red).
 - Flujo inverso hacia la subestación: Si la potencia neta en la subestación resulta exportándose hacia niveles superiores de tensión (es decir, si el flujo de carga calculado muestra potencia saliendo del alimentador hacia el lado de alta tensión). Aunque un flujo inverso moderado no siempre representa una condición crítica, debe verificarse que los equipos de control y protección de la subestación estén configurados para operar adecuadamente en este modo.
 - Si no existen protecciones direccionales: no se permite flujo inverso.
 - Si existen protecciones direccionales: el flujo inverso se permite hasta un máximo del 10% del flujo nominal.



- Cortocircuito y Protecciones para cada escenario, realizar cálculos de cortocircuito (tanto monofásico como trifásico, según corresponda al sistema) en puntos relevantes: en la barra de subestación, en barras de conexión de la GD, y en extremos del alimentador:
 - Capacidad de cortocircuito: Verificar que la corriente de falla no supere la capacidad interruptiva de los dispositivos existentes. La contribución de la GD no debe superar el 10% de la corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Comparar los niveles de cortocircuito con GD vs. sin GD. La presencia de GD típicamente aumenta la corriente de falla disponible aguas abajo, aunque la magnitud del aumento depende de la tecnología (inversores limitan corriente, generadores síncronos aportan sustancialmente más). Verificar si con la GD la corriente de cortocircuito excede la capacidad interruptiva de los equipos de maniobra o protección (interruptores, seccionadores, fusibles) o la capacidad térmica de los cables bajo falla. Un aumento de los cortocircuitos puede requerir recalcular ajustes de relés o reemplazar fusibles por unos de mayor calibre. Si se detectan excesos, anotar el nivel de GD al que ocurre.
 - Coordinación de protecciones: Evaluar si las protecciones existentes siguen siendo efectivas ante cambios en el perfil de corriente de falla provocados por la GD. Identificar la necesidad de protecciones direccionales o ajustes de relés.
 -
- Calidad de la Energía verificar que la GD no comprometa la calidad del suministro eléctrico:
 - Distorsión armónica (THD): Verificar que los niveles de distorsión armónica total de tensión (THD) en media tensión se mantengan dentro de los límites establecidos por la normativa vigente, es decir, un THD de tensión $\leq 3\%$, conforme a los criterios del Reglamento de Calidad de Producto Técnico para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad SIE-143-2022-MEMI. Las fuentes de GD basadas en inversores electrónicos (p.ej. inversores fotovoltaicos) inyectan corrientes con un contenido armónico bajo, pero no nulo. Sumar muchos inversores podría elevar la distorsión de tensión en la red. Verificar que el THD de tensión en barras cercanas a las GD cumple con los límites normativos. Si se tienen datos de armónicos de los inversores (por ejemplo, cumplen IEEE 519 con $<3\%$ en corriente individual



por cada unidad), se puede estimar la distorsión total en el peor caso de operación simultánea. En la práctica, la mayoría de los inversores modernos tienen filtros que limitan armónicos, pero es deber verificarlo. Cualquier indicio de resonancia (ej. un banco de capacitores en la red que junto con la inductancia del sistema forme un circuito resonante amplificando algún armónico de los inversores) debe identificarse y evaluarse.

Factor de potencia: Evaluar la variación del factor de potencia en los distintos escenarios simulados y verificar si se presentan desviaciones fuera del rango permitido como consecuencia de la integración de generación distribuida. **Simulaciones Dinámicas: Eventos Transitorios y Estabilidad**

- Análisis dinámico de flujo de carga: Ejecutar una simulación dinámica en el dominio del tiempo para el día correspondiente al escenario de demanda máxima con generación distribuida nula, con el objetivo de evaluar la evolución de las condiciones operativas del sistema, validando que:
 - Tensión por fase en el nodo principal: Verificar que las tensiones por fase en MT se mantengan dentro de los límites operativos recomendados:
 - Zonas urbanas: 0.96 a 1.04 p.u. (conforme a margen de reserva sobre límite regulatorio de $\pm 7.5\%$).
 - Zonas rurales: 0.95 a 1.05 p.u. (conforme a margen sobre límite regulatorio de $\pm 10\%$). Registrar cualquier violación de estos umbrales.
 - Tensión por fase en los nodos identificados como sensibles: Verificar que las tensiones por fase en MT se mantengan dentro de los límites operativos recomendados:
 - Zonas urbanas: 0.96 a 1.04 p.u. (conforme a margen de reserva sobre límite regulatorio de $\pm 7.5\%$).
 - Zonas rurales: 0.95 a 1.05 p.u. (conforme a margen sobre límite regulatorio de $\pm 10\%$). Registrar cualquier violación de estos umbrales.





- Fallas cortocircuito y despeje (desconexiones por falla): Para los escenarios que incluyan generación distribuida, se debe simular la ocurrencia de una falla eléctrica temporal en puntos críticos del circuito (como la barra principal de subestación o zonas de mayor concentración de GD) y analizar el comportamiento del sistema durante y después de la falla. El análisis debe incluir la contribución de corriente de los generadores a la falla, el impacto sobre la selectividad de las protecciones y la recuperación de tensión post-falla.
- Fenómeno de “efecto sombra” (variabilidad rápida): Para los escenarios con GD, específicamente con alta penetración de generación fotovoltaica, un cambio brusco de irradiancia, como el paso de una nube densa, puede hacer que la potencia de un grupo de paneles caiga en un corto intervalo y luego se recupere cuando la nube pasa. Simular esta condición mediante una variación escalonada o rampa en la potencia de la GD (por ejemplo, una caída del 100% al 20% en cuestión de segundos, seguida de una recuperación). Observar la respuesta de la tensión durante esa transición: cuánto decae la tensión local cuando la generación cae (esto se relaciona con la inercia mínima del sistema, ya que la red debe suplir súbitamente la potencia faltante). También ver el actuar del regulador de tensión de la subestación: con GD, es posible que el LTC se estuviese moviendo lentamente y una variación rápida lo descoloque. En entornos tropicales como el de República Dominicana, donde las nubes convectivas pasan rápidamente, este es un aspecto crítico ya que puede causar flicker apreciable o desgaste excesivo de reguladores. En simulación dinámica, se puede calcular el índice de flicker o simplemente trazar la curva de tensión vs. tiempo en un punto sensible. Criterio: la tensión debe permanecer dentro de bandas aceptables durante transitorios, sin oscilaciones prolongadas.
- Desconexión repentina de la GD (sobretensión transitoria): En escenarios con alta penetración de generación distribuida (GD), una simulación crítica consiste en analizar el efecto de una desconexión abrupta de toda la GD conectada al circuito, causada por eventos como una sobretensión transitoria o un recierre del interruptor de cabecera. Este evento representa un escalón de carga súbito para la red, ya que la potencia previamente suministrada por la GD debe ser absorbida inmediatamente por el sistema principal. Aunque en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SENI) el impacto sobre la frecuencia global sería despreciable cuando la GD representa un porcentaje reducido, en sistemas aislados o con baja inercia puede generar desbalances críticos. En redes de distribución, la principal preocupación es el comportamiento transitorio del voltaje:



la interrupción repentina de la corriente inyectada por los inversores puede provocar un aumento momentáneo de la tensión en la subestación, debido a la reducción súbita de caída de tensión en la impedancia del alimentador. Además, los controles de regulación de tensión podrían reaccionar de forma inadecuada, generando sobrecompensación. Si bien la mayoría de los inversores están programados para reconectarse de manera escalonada —con retardos de varios minutos y aumento gradual de potencia—, existe un intervalo inicial en el que puede producirse un leve sobrevoltaje antes de que los mecanismos de control restablezcan el equilibrio.

- Otras condiciones dinámicas: En escenarios con generación distribuida (GD), cuando el circuito incorpora reguladores electrónicos o esquemas de control inteligente, es necesario simular la interacción dinámica entre estos dispositivos y los inversores. Particular atención debe prestarse a las funciones de control local implementadas en la GD, como el control Volt-VAR (regulación de potencia reactiva en función de la tensión) o Volt-Watt (reducción de potencia activa ante sobretensión). Estas funciones, si están correctamente parametrizadas, pueden contribuir a mitigar sobretensiones y estabilizar el perfil de tensión en condiciones variables. Sin embargo, es fundamental evaluar en simulación si estas lógicas de control permiten mantener las variables dentro de límites admisibles sin inducir oscilaciones o comportamientos inestables, especialmente en redes con baja inercia o alta sensibilidad a variaciones de carga y generación.

7. Evaluación de Resultados y Determinación del Nivel Aceptable de GD

Una vez ejecutadas todas las simulaciones —incluyendo los escenarios base sin generación distribuida y los escenarios progresivos con niveles crecientes de GD hasta el límite definido por el esquema de protección del circuito—, se procede a analizar los resultados frente a los criterios técnicos de aceptación establecidos. Agotando los siguientes pasos:

- Identificar el primer nivel de penetración que cause incumplimiento. Este punto define el límite técnico de capacidad de acogida sin necesidad de refuerzos ni medidas de mitigación. Cuando se evalúan múltiples criterios técnicos, debe adoptarse como referencia el más restrictivo. Se debe registrar, para cada criterio, el nivel máximo de generación distribuida alcanzado antes de que ocurra un incumplimiento.





- Considerar márgenes de seguridad. Debido a las incertidumbres inherentes a la variabilidad de la carga y a condiciones no simuladas, se recomienda establecer un nivel de penetración aceptable que sea al menos un 5% inferior al valor máximo determinado por simulación. Este margen tiene como objetivo asegurar una operación confiable y robusta del sistema bajo diferentes escenarios.
- Documentar claramente el nivel de GD aceptable determinado y cuál fue el criterio crítico que lo limitó.
- En aquellos casos donde la penetración deseada de generación distribuida exceda el límite identificado mediante los estudios técnicos, deberán evaluarse medidas de mitigación que permitan aumentar la capacidad de acogida sin comprometer la operación segura del circuito. El análisis de medidas correctivas se realizará conforme a los siguientes criterios:
 - En circuitos sin protecciones direccionales, las medidas de mitigación deberán evaluarse considerando un nivel de penetración máximo equivalente al 100 % de la demanda mínima del circuito.
 - En circuitos con protecciones direccionales, el análisis podrá extenderse hasta un nivel de penetración máximo del 110 % de la demanda mínima.

Las principales medidas de mitigación a considerar incluyen:

- Control de tensión desde la GD: Aplicación de esquemas de soporte reactivo mediante inversores con capacidad de control de factor de potencia variable o funciones avanzadas de regulación Q(V) (inyección o absorción de potencia reactiva en función de la tensión).
- Curtailment: Implementación de esquemas de limitación dinámica o programada de la potencia activa de la GD, mediante funciones del inversor o mecanismos de despacho, cuando se identifiquen condiciones críticas como sobrecargas, sobretensiones o flujo inverso no tolerado.
- Mejoras de infraestructura: Refuerzo de conductores, sustitución de transformadores, reconfiguración de alimentadores o instalación de reguladores adicionales.





8. Elabora informe técnico del resultado del cálculo del nivel de penetración aceptable de la generación distribuida y lo remite al supervisor de emulación.

Finalmente, una vez realizado el estudio siguiendo los pasos anteriores, se deberá presentar un informe técnico dirigido a la entidad reguladora y/o a los interesados. Es importante que el informe sea claro, estructurado y completo, de forma que facilite su interpretación y uso práctico. Se sugiere la siguiente estructura de contenidos para el informe:

- Resumen Ejecutivo
 - Objetivo del estudio.
 - Alcance del análisis.
 - Resultados clave.
 - Nivel máximo aceptable de penetración identificado.
 - Recomendaciones principales.
- Introducción
 - Antecedentes normativos (Ley 125-01, SIE-143-2022, IEEE 1547, etc.).
 - Justificación del estudio.
 - Circuito evaluado y su relevancia.
 - Alcance técnico y geográfico.
- Metodología Aplicada
 - Recolección y validación de datos.
 - Construcción del modelo de red.
 - Definición de escenarios de operación.
 - Procedimiento de simulación (estático y dinámico).
 - Criterios de aceptación técnica según política 7.6 del *"Proceso para el cálculo del nivel de penetración aceptable de generación distribuida en circuito de redes de distribución"*.
 - Enfoques de cálculo aplicados (red equilibrada / desequilibrada).
- Descripción del Circuito Analizado
 - Ubicación y extensión.
 - Configuración topológica.
 - Tipificación de carga (residencial, industrial, etc.).
 - Equipos relevantes (transformadores, protecciones, bancos de capacitores).
 - Datos de generación distribuida existente y proyectada.
- Análisis Base Sin Generación Distribuida





- Resultados de simulación con carga máxima.
- Resultados de simulación con carga mínima.
- Verificación de cumplimiento de parámetros técnicos.
- Simulación Incremental de GD
 - Escenarios progresivos de penetración de GD.
 - Evaluación de tensiones, desbalances, sobrecargas y flujo inverso.
 - Identificación del punto crítico (violación de parámetros).
 - Simulación con medidas correctivas (si aplican).
 - Escenario de sobrepenetración (110%) y su impacto.
- Resultados Técnicos
 - Tablas de resultados por escenario.
 - Gráficas de tensión, carga, flujo inverso y desbalance.
 - Criterios incumplidos (si los hay).
 - Nivel máximo de GD aceptable alcanzado.
 - Diferenciación por fase si la red es desequilibrada.
- Discusión Técnica
 - Evaluación de sensibilidad del circuito.
 - Análisis comparativo con criterios normativos aplicables y mejores prácticas.
 - Identificación del margen técnico de mejora del circuito.
 - Viabilidad de medidas correctivas propuestas.
- Conclusiones
 - Nivel de penetración técnica máxima identificado.
 - Riesgos técnicos asociados.
 - Limitaciones del estudio.
- Recomendaciones (si aplican)
 - Implementación de medidas correctivas (Q(V), curtailment, refuerzos).
 - Actualización de protecciones.
 - Monitoreo continuo del circuito.
 - Revisión periódica del nivel de penetración.
- Anexos
 - Planos del circuito.
 - Capturas de pantalla y gráficas del software de simulación.
 - Base de datos utilizada (potencia mínima, perfiles horarios, etc.).
 - Normas técnicas y regulaciones de referencia.

- Flujograma del proceso aplicado.



A handwritten signature in blue ink, likely belonging to a high-ranking official of the SIE, positioned at the bottom right corner of the page.

**ANEXO H. PROCESO PARA EL CALCULO DEL NIVEL DE PENETRACION
ACEPTABLE DE GENERACION DISTRIBUIDA**



7.1 El proceso para el cálculo del nivel de penetración aceptable de generación distribuida en circuito de redes de distribución se ejecutará cuando se presenten las siguientes condiciones

- Cambios en la red: Modificaciones en la topología del sistema, tales como la incorporación de nuevos segmentos de circuitos, reconfiguraciones operativas, o la desconexión permanente de cargas relevantes —entendidas como aquellas cuya potencia activa máxima represente al menos el 5 % de la demanda máxima del circuito en zonas urbanas o el 3 % en zonas rurales—, que puedan alterar significativamente las condiciones eléctricas del circuito.
- Variaciones de demanda: Cambios iguales o superiores al $\pm 10\%$ en la carga mínima o máxima del circuito.
- Nuevas solicitudes de GD: cuando la suma de nuevas GD supera el límite previamente evaluado.
- Cambios en protecciones: instalación o modificación de protecciones direccionales o esquemas de coordinación.
- Actualización normativa: cambios en regulaciones técnicas o políticas de interconexión.
- Problemas operativos: detección de sobrecargas, caída de tensión, armónicos o flujo inverso no previsto.
- Mejora de modelos: disponibilidad de datos más precisos o detallados para simulación.

7.2 La base de datos técnica del circuito de interés debe incluir (sin ser limitativos):

- Longitud, tipo de red, calibre de los conductores.
- Características eléctricas y ubicación de transformadores de distribución
- Configuración topológica (radial, mallada o con alimentación alternativa)
- Tipificación de cargas conectadas (residenciales, comerciales, industriales)
- Dispositivos de protección, seccionadores, interruptores de transferencia y bancos de capacitores/reguladores

7.3 Las informaciones de medición del circuito deben contener:





- Los perfiles de horarios de demanda activa y reactiva, ajustando con la generación distribuida ya instalada en el circuito.
- La tensión y corriente por fase en cabecera y segmentos intermedios
- Los niveles de cortocircuito (Ik3, Ik2) en puntos críticos
- El historial de eventos: desconexiones, sobrecargas y caídas de tensión significativas, así como reparaciones en los elementos de la red que pudiesen variar las prestaciones nominales

7.4 Las informaciones de la Generación Distribuida (GD) existente y proyectada (aprobadas en fase de instalación) debe contener:

- La ubicación georreferenciada de la instalación.
- Punto de conexión a la red, identificando el circuito, alimentador y transformador correspondiente.
- La potencia o capacidad nominal instalada y prevista para instalar.
- La tecnología utilizada (fotovoltaica, eólica, biomasa, cogeneración, grupos electrógenos, entre otras).
- Datos técnicos de conexión, incluyendo la tensión nominal, tipo de conexión (monofásica, bifásica o trifásica) y esquema de protección (equipos de desconexión, anti-isla, protecciones contra sobrecorriente y sobretensiones).
- El tipo de inversor o sistema de conversión y sus características de control, incluyendo el modo de operación (grid-following, grid-forming), respuesta dinámica (soporte de tensión/frecuencia, control P/Q) y funciones normativas relevantes.
- Fecha de entrada en operación (estimada o real).
- Eficiencia promedio estimada o histórica, en términos de energía generada respecto a la capacidad instalada.
- Perfil de producción histórico o estimado, en resolución horaria o subhoraria, representativo de condiciones reales o de diseño.
- Tipo de operación definida, indicando si el sistema opera en inyección a red, inyección cero, autoconsumo total o autoconsumo con excedente.
- Sistemas de almacenamiento (BESS) asociados o independientes: deben incluir su tecnología, capacidad de almacenamiento (kWh), potencia nominal de inyección/absorción (kW), tipo de control (P/Q, voltaje/frecuencia) y modo de operación (carga, descarga, respaldo, grid-forming, etc.). Se considerarán como parte del sistema de GD cuando comparten punto de interconexión; de lo contrario, se registrarán como GD independiente.





7.5 La documentación de los escenarios de operación definidos del circuito debe contener:

- El registro de la operación en condiciones normales
- El uso de interruptores con protección integrada en la red que puedan deslastrar un segmento del circuito ante fallas aguas abajo.
- Los puntos de seccionalización operativos, automáticos o manual, que puedan aislar y energizar selectivamente tramos del circuito durante mantenimientos programados o maniobras de recuperación ante fallas importantes.
- Las condiciones de contingencia que implique la implementación de esquemas de transferencia de carga entre circuitos, incluyendo la cesión de secciones del alimentador a redes adyacentes o la integración temporal de segmentos provenientes de otros circuitos, con el fin de asegurar continuidad operativa bajo diversas condiciones de red.

7.6 En cada simulación estática y dinámica de escenarios se realizarán los siguientes análisis bajo las condiciones técnicas dadas:

- Análisis Estático de Corrida de Flujo y se deberá cumplir con los siguientes parámetros:
 - Tensión por fase
 - En zonas urbanas: la tensión en la red de distribución debe mantenerse dentro de un rango de $\pm 7.5\%$ respecto al valor nominal, conforme al artículo 149 de la Ley General de Electricidad No. 125-01 y al Reglamento de Calidad de Producto Técnico para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad SIE-143-2022-MEMI.
 - En zonas rurales: se permite una variación de hasta $\pm 10\%$ respecto al valor nominal, también según lo dispuesto en el artículo 149 de la misma ley y en el Reglamento de Calidad de Producto Técnico para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad SIE-143-2022-MEMI.
 - Como el estudio se limita a la simulación de redes de media tensión, se debe considerar un margen de reserva dentro de los umbrales regulatorios establecidos, a fin de compensar las variaciones de tensión esperadas en los tramos de baja tensión que no están modelados. Se recomienda aplicar los siguientes márgenes operativos en la simulación:



- Zonas urbanas: mantener la tensión en media tensión dentro del rango de 0.96 a 1.04 p.u., considerando que el límite regulatorio es $\pm 7.5\%$ (0.925–1.075 p.u.).
- Zonas rurales: mantener la tensión en media tensión dentro del rango de 0.95 a 1.05 p.u., ya que el límite regulatorio es $\pm 10\%$ (0.90–1.10 p.u.) y las caídas adicionales en BT suelen ser más pronunciadas.
- Mantener el desbalance de tensión por debajo del 3% entre fases, conforme a lo recomendado por el Reglamento de Calidad de Producto Técnico para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad SIE-143-2022-MEMI, a fin de garantizar una adecuada calidad del servicio eléctrico y minimizar efectos adversos sobre equipos sensibles.
- Mantener el desbalance de carga por debajo del 10% entre fases, siguiendo las recomendaciones de las normas IEC 61000-4-30 e IEEE Std 1159, para asegurar una distribución equilibrada de la corriente y reducir pérdidas y sobrecargas en los conductores y transformadores.
- Cargabilidad de conductores y transformadores: no debe exceder el 100% de su capacidad nominal, considerando los límites térmicos continuos especificados por el fabricante y los criterios de operación segura del sistema.
- Flujo inverso en cabecera: La evaluación del flujo inverso debe considerar la configuración de protecciones en la red:
 - Sin protecciones direccionales: no se permite flujo inverso; la GD debe limitarse para mantener el flujo unidireccional.
 - Con protecciones direccionales: se admite flujo inverso, limitado a un máximo del 10% del flujo nominal, conforme a buenas prácticas técnicas (IEEE 1547.7, IEC TR 61850-90-7).
- Análisis Estático de Calidad:
 - THD de tensión: $\leq 5\%$ en BT y $\leq 3\%$ en MT, conforme a los límites establecidos en la norma IEEE Std 519-2014.
- Análisis Estático de Cortocircuito
 - Capacidad de cortocircuito: no superar el 100% de la capacidad interruptiva de los dispositivos existentes. Además, la contribución de la instalación de generación distribuida al cortocircuito no debe exceder el 10% de la corriente de cortocircuito del sistema en el punto de conexión.



- Análisis Dinámico de desconexión masiva por sombra, sobrevoltaje o fallas:
 - Tensión por fase
 - En zonas urbanas: la tensión en la red de distribución debe mantenerse dentro de un rango de $\pm 7.5\%$ respecto al valor nominal, conforme al artículo 149 de la Ley General de Electricidad No. 125-01 y al Reglamento de Calidad de Producto Técnico para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad SIE-143-2022-MEMI.
 - En zonas rurales: se permite una variación de hasta $\pm 10\%$ respecto al valor nominal, también según lo dispuesto en el artículo 149 de la misma ley y en el Reglamento de Calidad de Producto Técnico para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad SIE-143-2022-MEMI.
 - Como el estudio se limita a la simulación de redes de media tensión, se debe considerar un margen de reserva dentro de los umbrales regulatorios establecidos, a fin de compensar las caídas de tensión esperadas en los tramos de baja tensión que no están modelados. Se recomienda aplicar los siguientes márgenes operativos en la simulación:
 - Zonas urbanas: mantener la tensión en media tensión dentro del rango de 0.96 a 1.04 p.u., considerando que el límite regulatorio es $\pm 7.5\%$ (0.925–1.075 p.u.).
 - Zonas rurales: mantener la tensión en media tensión dentro del rango de 0.95 a 1.05 p.u., ya que el límite regulatorio es $\pm 10\%$ (0.90–1.10 p.u.) y las caídas adicionales en BT suelen ser más pronunciadas.
 - Mantener el desbalance de tensión dentro de los límites establecidos por el Reglamento de Calidad de Producto Técnico para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad SIE-143-2022-MEMI, garantizando que no exceda el 3% para redes de baja y media tensión en zonas urbanas y rurales.
 - Mantener el desbalance de carga por debajo del 10% entre fases, siguiendo las recomendaciones de las normas IEC 61000-4-30 e IEEE Std 1159, para asegurar una distribución equilibrada de la corriente y reducir pérdidas y sobrecargas en los conductores y transformadores.
 - Cargabilidad de conductores y transformadores: no debe exceder el 100% de su capacidad nominal, considerando los límites térmicos





continuos especificados por el fabricante y los criterios de operación segura del sistema.

- Flujo inverso en cabecera: La evaluación del flujo inverso debe considerar la configuración de protecciones en la red:
 - Sin protecciones direccionales: no se permite flujo inverso; la GD debe limitarse para mantener el flujo unidireccional.
 - Con protecciones direccionales: se admite flujo inverso, limitado a un máximo del 10% del flujo nominal, conforme a buenas prácticas técnicas (IEEE 1547.7, IEC TR 61850-90-7).

7.7 Para el cálculo de la participación o Nivel de Penetración de Generación Distribuida se deberá asumir el siguiente enfoque de cálculo, en donde, el cociente entre la capacidad nominal total de los sistemas de generación distribuida (GD), expresada en kilovatios (kW), y la demanda mínima del circuito, también expresada en kilovatios (kW), correspondiente al período de mayor generación esperada, según las características tecnológicas y estacionales de la fuente utilizada (por ejemplo, solar, eólica, biomasa, microhidroeléctrica, entre otras), será el correspondiente a las siguientes fórmulas según sea el caso:

- Redes equilibradas (Desbalance de tensión <3% y Desbalance de corriente <10%)

$$\text{Nivel de penetración} = \frac{\sum P_{\text{GD}}^{\text{total}} [\text{kW}]}{P_{\substack{\text{trifásica} \\ \text{demanda mínima}}} [\text{kW}]} \times 100\%$$

Donde:

- $\sum P_{\text{GD}}^{\text{total}}$: Suma de las capacidades nominales de los sistemas de GD conectados al circuito (kW).
- $P_{\substack{\text{trifásica} \\ \text{demanda mínima}}}$: Potencia activa mínima del circuito (kW): corresponde al valor mínimo de demanda activa trifásica total registrada en el circuito de distribución durante el periodo horario en que se espera el mayor aporte de generación distribuida, determinado según la fuente predominante.
- Redes desequilibradas (Desbalance de tensión >=3% o Desbalance de corriente >=10%)





$$\text{Nivel de penetración por fase}_i = \frac{\sum P_{\text{GD},i} [\text{kW}]}{P_{\text{demanda mínima},i} [\text{kW}]} \times 100\% \quad \text{para } i \in \{A, B, C\}$$

Donde:

- $\sum P_{\text{GD},i}$: Suma de la potencia nominal de los sistemas de GD conectados al circuito en la fase i , expresada en kW.
- $P_{\text{demanda mínima},i}$: Potencia activa mínima de la fase i , expresada en kW, durante el periodo en que se espera el mayor aporte de generación distribuida, según la fuente predominante.
- A continuación, se describe la metodología para la determinación de la demanda mínima:
 - La potencia activa mínima del circuito se determina a partir del análisis de los registros históricos de demanda activa en el punto de alimentación del circuito, con una resolución temporal preferiblemente igual o inferior a 15 minutos.
 - Se delimita el intervalo horario correspondiente al periodo de mayor producción de la generación distribuida, el cual dependerá de la tecnología predominante (por ejemplo, entre las 09:00 a.m. y las 03:00 p.m. para sistemas fotovoltaicos).
 - Dentro de ese intervalo, se identifica el menor valor de potencia activa registrado, excluyendo periodos fuera del rango operativo de la GD.
 - Para garantizar representatividad, se recomienda considerar un horizonte temporal amplio (mensual o anual) que permita capturar variaciones estacionales y condiciones atípicas de baja carga.
 - En redes con desequilibrio de fases, se debe realizar el análisis por fase, a fin de detectar desbalances técnicos relevantes o situaciones de sobregeneración localizadas.

7.8 Las simulaciones incrementales de participación o nivel de penetración de GD del circuito deberán realizarse de la siguiente forma:





- El nivel de penetración de generación distribuida se incrementará progresivamente hasta que alguno de los parámetros técnicos evaluados en los análisis estáticos o dinámicos exceda los límites establecidos, conforme a lo dispuesto en la política 7.6. A partir de ese punto, se procederá a reducir el nivel de penetración en incrementos menores o decrementos unitarios del 1% hasta identificar el valor máximo en el que se cumplen todos los criterios técnicos requeridos.
- Independientemente de los resultados obtenidos, deberán simularse escenarios con un nivel de penetración equivalente al 110% de la capacidad identificada, con el propósito de evaluar el comportamiento del sistema ante condiciones de sobrepenetración y definir posibles medidas de mitigación.

7.9 Al realizar la simulación base (demanda mínima y demanda máxima) sin generación distribuida, uno o más de los parámetros técnicos definidos en la política 7.6 resulten incumplidos, se entenderá que el circuito ya opera en condiciones técnicamente comprometidas. No obstante, se deberá continuar con el proceso de simulación incrementando progresivamente el nivel de integración de generación distribuida, con el objetivo de identificar el punto en el cual se agravan o emergen nuevas violaciones de dichos parámetros. Este enfoque permite determinar si la incorporación controlada de GD puede contribuir a mejorar perfiles de tensión u otros indicadores técnicos, así como establecer el límite superior a partir del cual la penetración comienza a generar efectos adversos adicionales.

7.10 Para mejorar el nivel de penetración en circuitos que excedan los parámetros establecidos en las políticas 7.6 se deberán tomar en cuenta los siguientes criterios:

- En circuitos sin protecciones direccionales, se realizará el análisis de medidas correctivas considerando un nivel de penetración máximo del 100% de la demanda mínima del circuito.
- En circuitos con protecciones direccionales, se realizará el análisis de medidas correctivas considerando un nivel de penetración máximo del 110% de la demanda mínima del circuito.
- Las medidas correctivas a utilizar serán:
 - Aplicar control de tensión mediante sistemas de generación distribuida que cuenten con capacidad de soporte reactivo, a través de factor de potencia variable o esquemas de control de voltaje dependiente de tensión (Q(V)).
 - Implementar limitadores (curtailment): aplicar esquemas de limitación dinámica o programada de la salida de potencia activa de la generación distribuida, mediante control en el inversor u otro dispositivo de despacho,



cuando se identifiquen condiciones de sobrecarga, sobretensión o riesgo de flujo inverso no permitido.

- Mejorar infraestructura (refuerzo de conductor, cambio de transformadores, reconfiguración de alimentadores).

7.11 El informe debe contener, al menos, las siguientes informaciones:

- Resumen Ejecutivo
 - Objetivo del estudio.
 - Alcance del análisis.
 - Resultados clave.
 - Nivel máximo aceptable de penetración identificado.
 - Recomendaciones principales.
- Introducción
 - Antecedentes normativos (Ley 125-01, SIE-143-2022, IEEE 1547, etc.).
 - Justificación del estudio.
 - Circuito evaluado y su relevancia.
 - Alcance técnico y geográfico.
- Metodología Aplicada
 - Recolección y validación de datos.
 - Construcción del modelo de red.
 - Definición de escenarios de operación.
 - Procedimiento de simulación (estático y dinámico).
 - Criterios de aceptación técnica según política 7.6.
 - Enfoques de cálculo aplicados (red equilibrada / desequilibrada).
- Descripción del Circuito Analizado
 - Ubicación y extensión.
 - Configuración topológica.
 - Tipificación de carga (residencial, industrial, etc.).
 - Equipos relevantes (transformadores, protecciones, bancos de capacitores).
 - Datos de generación distribuida existente y proyectada.
- Análisis Base Sin Generación Distribuida
 - Resultados de simulación con carga máxima.
 - Resultados de simulación con carga mínima.
 - Verificación de cumplimiento de parámetros técnicos.
- Simulación Incremental de GD
 - Escenarios progresivos de penetración de GD.
 - Evaluación de tensiones, desbalances, sobrecargas y flujo inverso.





- Identificación del punto crítico (violación de parámetros).
- Simulación con medidas correctivas (si aplican).
- Escenario de sobrepenetración (110%) y su impacto.
- Resultados Técnicos
 - Tablas de resultados por escenario.
 - Gráficas de tensión, carga, flujo inverso y desbalance.
 - Criterios incumplidos (si los hay).
 - Nivel máximo de GD aceptable alcanzado.
 - Diferenciación por fase si la red es desequilibrada.
- Discusión Técnica
 - Evaluación de sensibilidad del circuito.
 - Análisis comparativo con criterios normativos aplicables y mejores prácticas.
 - Identificación del margen técnico de mejora del circuito.
 - Viabilidad de medidas correctivas propuestas.
- Conclusiones
 - Nivel de penetración técnica máxima identificado.
 - Riesgos técnicos asociados.
 - Limitaciones del estudio.
- Recomendaciones (si aplican)
 - Implementación de medidas correctivas (Q(V), curtailment, refuerzos).
 - Actualización de protecciones.
 - Monitoreo continuo del circuito.
 - Revisión periódica del nivel de penetración.
 - Cambios en la red (transformadores, conductores, protecciones)
- Anexos
 - Planos del circuito.
 - Capturas de pantalla y gráficas del software de simulación.
 - Base de datos utilizada (potencia mínima, perfiles horarios, etc.).
 - Normas técnicas y regulaciones de referencia.
 - Flujograma del proceso aplicado.



NO.	ACTIVIDADES	INVOLUCRADOS	Política de referencia
1	Compila las informaciones de la base de datos técnica, mediciones, generación distribuida y operación del circuito a intervenir para determinar el nivel aceptable de generación distribuida.	Analista simulación	7.2 de
2	Valida la integridad, coherencia y representatividad de la información recolectada, comparando los modelos eléctricos con mediciones reales de campo y utilizando las macromedidas, registros de la medición de cabecera y otras mediciones disponibles en el circuito para validar	Analista simulación	de
3	Construye el modelo del circuito en el software elegido, incluyendo: líneas, cargas, transformadores, GD existente, equipos de regulación de tensión, protecciones, interruptores automáticos y esquemas de respaldo.	Analista simulación	de
4	Calibra los perfiles de carga, así como el comportamiento eléctrico del modelo bajo diferentes condiciones operativas.	Analista simulación	de
5	Valida el modelo comparando resultados del flujo base con mediciones reales en cabecera y puntos intermedios.	Analista simulación	de
6	Define los escenarios de simulación y las condiciones críticas de operación.	Analista simulación	de
7	Realiza la simulación estática y dinámica del escenario de la carga máxima con generación nula.	Analista simulación	7.6, 7.9 de
8	Realiza la simulación estática y dinámica del escenario de la carga mínima con generación nula.	Analista simulación	7.6, 7.9 de



- | | | | |
|----|---|--------------------------|--------------------------|
| 9 | Realiza la simulación estática y dinámica del escenario de la carga mínima con penetración creciente de GD. | Analista
simulación | 7.6, 7.7,
de 7.8, 7.9 |
| 10 | Evalúa los resultados de las simulaciones e identifica el mayor nivel de GD aceptable, en el que se cumplen todos los criterios normativos sin y con aplicar medidas correctivas. | Analista
simulación | de 7.10 |
| 11 | Elabora informe técnico del resultado del cálculo del nivel de penetración aceptable de la generación distribuida y lo remite al supervisor de simulación | Analista
simulación | 7.11
de |
| 12 | Revisa y analiza el informe técnico de resultado del cálculo del nivel de penetración aceptable de la generación distribuida y remite a la autoridad competente de la empresa. | Supervisor
simulación | de |
| 13 | Revisa y analiza el informe técnico y lo remite a la SIE y pone a disposición de los interesados. | Autoridad
competente | |

INSTITUCIÓN-AGENTE	OBSERVACIONES RECIBIDAS	RESPUESTA SIE	DECISIÓN SIE	Artículo donde se encuentra la modificación	
				Artículo 2: Objeto	
ADOSEA, CEPFM	Se sugiere que el Objeto del Reglamento incorpore de manera expresa la regulación del Instrumento económico de la energía asociada a proyectos de generación distribuida a partir de fuentes renovables, incluyendo los criterios para la compensación, acreditación o facturación de la energía generada, consumida y exportada por los clientes,	En el Objeto del Reglamento se incorpora un párrafo adicional que precisa el alcance de la regulación en materia económica, estableciendo expresamente la forma en que se reflejará en la factura del Cliente tanto el cobro de la energía consumida como la acreditación de la energía generada y exportada, de conformidad con el esquema de medición neta.	ACOGIDA	2	
CEPM-ADOSEA, FDI	Se solicita aclarar si el uso del término "sistema de generación" implica que el Reglamento aplica a toda forma de generación de energía propia del cliente, independientemente de que provenga o no de fuentes renovables, alternas o no convencionales, o si su alcance se limita exclusivamente a este tipo de tecnologías.	El término "sistema de generación" fue sustituido en la última versión del Reglamento con el propósito de delimitar expresamente su ámbito de aplicación a la generación de energía a partir de fuentes renovables, alternas y no convencionales, que sean propias del Cliente y que puedan conectarse a las redes de distribución, siempre que cumplan con las requisitas técnicas, operativas y de seguridad establecidos en el Reglamento. En consecuencia, el Reglamento no resulta aplicable a cualquier forma de generación propia, sino únicamente a aquella que cumpla con las características y condiciones previamente definidas, conforme al objeto y alcance del marco normativo de generación distribuida.	ACOGIDA		
CEPM		Artículo 6: DEFINICIONES			
ADOSEA, CEPFM, COSTASUR	Agregar como definición los siguientes términos: SISTEMA ANTIVERTIDO, TARIFA MONÓMICA, TARIFA BINÓMICA, INDISPONIBILIDAD DE RED. Se propuso excluir definiciones que no eran usadas en el RGD.	Fueron eliminadas de la propuesta de RGD definiciones e incluidas las siguientes: Sistema Antivertido, Indisponibilidad de la Red, fue redefinida la definición de "Estudio Suplementario".	ACOGIDA parcialmente	6	
	Artículo 7: Condiciones Generales: REQUERIMIENTOS A EMPRESAS PRESTADORAS PARA ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE LOS PETICIONARIOS				
ADOSEA, CEPFM, COSTASUR	a) La entrega de la información específica en el presente artículo pone en riesgo la seguridad de las operaciones de la empresa. La Ley de acceso a la información pública dispone una protección a los datos personales. b) Esta información solamente debe ser suministrada al peticonario y exclusivamente del sector donde pretende conectarse. c) El periodo de vigencia de la solicitud son 12 meses, debería ser reducido a 6, considerando que éste es el plazo que tienen el peticonario para la construcción de la instalación,	Se ajustó la redacción eliminando la obligación de publicar informaciones técnicas: a) y b) "(1) La EMPRESA PRESTADORA tendrá la obligación de proporcionar a todo interesado cualesquier informaciones necesarias para el desarrollo de sus proyectos de generación distribuida específicos, de forma libre y gratuita para el PETICIONARIO". c) Se modificará el periodo de vigencia de la solicitud a 6 meses, en concordancia con el plazo otorgado al PETICIONARIO para la construcción de la instalación,	ACOGIDA	7.1 y 9.1.3(2)	
CUED-EDES, CEPFM, ADOSEA, ADE	Artículo 7.3: Condiciones Generales: OBLIGACIONES DE TODO PETICIONARIO QUE SOLICITA UNA APROBACIÓN DE PROYECTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	Los Estudios suplementarios deben seguir realizándose al Prestador de Servicio no al Peticonario, más si al costo de este último. Eliminar esta responsabilidad al peticonario y asignar el mismo a las empresas prestadoras. Corregir definición de "Estudio Suplementario".	La observación de que el estudio suplementario y el estudio detallado lo hagan la Empresa Prestadora es acogida e incorporada en el RGD. El costo del estudio suplementario está a cargo de la Empresa Prestadora de Servicios y el del estudio detallado está a cargo del peticonario.	ACOGIDA	7.2, Anexo E.
	Artículo 9: PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LAS SOLICITUDES DE APROBACIÓN E INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN				
ASOFER, TECNOCARIBE, CEPFM, USAD, ADODESA, ESCALA SOLAR, 4Energy, ASES, FDI, DEC, ADUPAS, ASESFER, RD100%, ADE	Se recomienda realizar los siguientes ajustes al Proceso de Interconexión Simplificado y su fluograma asociado:	a) Reflejar explícitamente en el fluograma el caso en que el Peticonario decide no injectar excedentes de energía a la red de la Empresa Prestadora. b) Incorporar un artículo específico (propuesto 9.3) para aquellos sistemas fotovoltaicos o edificios de uso propio que no se interconectan a la red, estableciendo que el Peticonario deberá únicamente informar a la Empresa Prestadora sobre la instalación del sistema. c) Revisar los numerales 2 y 3 del artículo correspondiente, debido a la existencia de discrepancias en los plazos allí establecidos. d) Incluir de manera expresa en el numeral 4 la obligación de instalar limitadores de potencia y sistemas de anti-vértido, cuando aplique, como condición técnica para garantizar la no inyección de energía a la red.	a) El fluograma del proceso de Interconexión simplificado fue ajustado, incorporando de manera expresa el caso en que el Peticonario opte por no injectar excedentes de energía a la red de la Empresa Prestadora. b) Para los clientes que no inyectan energía a la red, se establece que únicamente deberán informar a la Empresa Prestadora y disponer de equipos debidamente certificados por las instituciones competentes, conforme a lo dispuesto en el Reglamento. c) Se mejoró la redacción del punto 9.1.2, específicamente en sus numerales 2 y 3, a fin de eliminar discrepancias y evitar confusión en los plazos establecidos. d) En relación con la conexión térmica, se mantiene la responsabilidad de la Empresa Prestadora de requerir al Peticonario la utilización de los medios técnicos necesarios —incluyendo limitadores de potencia y sistemas de anti-vértido— para garantizar la no inyección o verificación de energía a la red, preservando la seguridad, estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico,	ACOGIDA	8, 9.1.2(2); (3)(4)
CEPM, A3, ADODEA, FDI	Artículo 10, INTERRUPCIONES Y DESCONEXIÓN	Subrayo un contrasentido manifiesto en la disposición que exige a los EDEs notificar al cliente y a la SIE antes de las 10am las desconexiones realizadas el día de ejecución de la desconexión. Qué pena si se desconecta a las 2pm. Además, el ordinal 2 del mismo artículo requiere a la EDE notificar al cliente la desconexión a realizar con antelación.	Modificación: Todas las desconexiones realizadas por la EMPRESA PRESTADORA deberán ser informadas al CLIENTE y a la SIE a más tardar a las diez (10:00 a.m.) horas de la mañana del día de su ejecución con la anticipación de los días previamente señalados.	ACOGIDA	10 (2) e)
	SECCIÓN 3 - CRITERIOS Y REQUISITOS TÉCNICOS. Artículo 11: DISPOSICIONES GENERALES				
ASOFER, TECNOCARIBE, USAD, ESCALA SOLAR, 4Energy, FDI, DEC, ADUPAS, ASESFER, RD100%, INQEM	El Artículo establece que el diseño de un proyecto debe estar basado en su potencia máxima demandada, lo cual contradice el artículo 13, donde el dimensionamiento de un sistema solar se realiza de acuerdo con la energía consumida por el usuario durante un año.	Solo se realizan las ajustes necesarios en la redacción del Artículo 11 para garantizar consistencia con lo establecido en el Artículo 13: "Para el caso de los CLIENTES, la potencia máxima demandada se establecerá en función de la estimación de consumo de energía a su consumo de energía en los últimos doce meses previos a la solicitud de conexión del proyecto de recurso distribuido más el margen adicional. Dicho margen en la potencia será de un 10% para los usuarios en Baja Tensión con demanda de potencia inferior a 10 kW y de un 5% para usuarios con demanda de potencia igual o superior a 10 kW en Media Tensión". La determinación de la potencia en el sistema se hará en función de la demanda de potencia en el punto de conexión de la red de Distribución en el punto de conexión del circuito. Dicho cálculo será realizado por la Empresas Prestadoras de Servicio. Esta potencia de inyección autorizada deberá informarse al cliente, quien podrá solicitar ajustes si no está de acuerdo con dicha estimación. Si la diferencia penitula, el cliente podrá recurrir a la SIE quien establecerá el proceso de mediación pertinente".	ACOGIDA	13 y 13	
ASOFER, CEPFM, DEC, ADODEA, FDI, USAD	Artículo 19: SEGUROS DE RESPONSABILIDAD PÚBLICA GENERAL	Se propone que no se solicite una póliza a los PETICIONARIOS, la distribuidora aprobará los estudios y la inspección de la instalación eléctrica y cuando se cumpla con los requisitos de seguridad exigibles. De lo contrario no se podrá realizar la conexión. No se debería penalizar con estas barreras administrativas a los generadores distribuidos.	Se acoge la observación de la exclusión de la póliza del seguro dentro del proceso de solicitud de acuerdo de GD, considerando que su exclusión contribuye a mejorar las accesibilidad y reducción de barreras procesales de esta propuesta de reglamento	ACOGIDA	19 no contiene la exigencia de la póliza
Marcos Cochén, ASOFER, TECNOCARIBE, USAD, ESCALA SOLAR, 4Energy, FDI, DEC, INQEM, ASESFER, RD100%, ADE, COSTASUR, MSA, Pedro López	SECCIÓN 4 - TRANSACCION ECONOMICA. Artículo 20: ESQUEMA DE FACTURACION				
USAD, ADODEA, CEPFM, A3, ASOFER	a) Definir bien el cargo por el uso de la Red, b) Se observa una dualidad de definiciones para el concepto Potencia Mensual Facturable, c) No se indica qué pasará con el 25% que resta del crédito, d) El modelo de factura para GD debe contener todos los datos que la conformen, el valor de la inyección y retiros, y como se determinaron estos. En las MT se debe incluir el cargo por demanda, las potencias activas y reactivas, y los cargos correspondientes. Se recomienda que los servicios sean tales medidas y que se tengan acceso en tiempo real a las mediciones.	a) El cargo de uso de red se determinará mediante un porcentaje de la tarifa asignada al cliente únicamente en bajo régimen simple o monómica, b) Se acepta la observación, se unifican los puntos 1 y 2 del Artículo 20 (Se elimina el punto 1 que establecía se considera el uso de la potencia mensual facturable); c) Dado que la propuesta tiene el nuevo elemento de cargo por uso de red este 25% debe ser incluido por lo que el pago del excedente sería al 100% del costo, d) Ya se encuentra contenido en la versión actual del reglamento,	ACOGIDA	19	
	Artículo 20.1: EMPRESAS PRESTADORAS CON RÉGIMEN TARIFARIO NO ESTABLECIDO POR LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD				
USAD, ADODEA, ADUPAS, ASESFER, RD100%, CEPFM, A3, ASOFER, DEC, CUED-EDES	No sería recomendable colocar en el Reglamento un valor para el uso de la red todavía no determinado por la SIE.	Este cargo sólo será aplicado a los clientes que están con tarifa monómica. Esto será el resultado de multiplicar la energía inyectada a la red por el 25% del cargo por energía de la tarifa asignada al cliente. En el caso de las empresas EDUSUR, EDENORTE y EDEESTE se utilizará la tarifa de referencia o la que sea sustituya. Para EPDL y CLFLT se utilizarán las tarifas técnicas o la que lo sustituya,	ACOGIDA	En la versión actual del RGD este es el art 19.1 y ha sido modificada	
	Artículo 20.2: CLIENTES QUE SE ENCUENTRAN ACTUALMENTE BAJO EL ESQUEMA DE MEDICIÓN NETA				
USAD, ADODEA, ADUPAS, ASESFER, RD100%, CEPFM, A3, ASOFER, DEC, CUED-EDES	a) Se propone aumentar el periodo de transición a 5 años. Muchas inversiones realizadas por los usuarios tienen horizontes de retorno de entre 3 a 5 años, considerando costos iniciales y beneficios proyectados, b) La disposición no puede ser retroactiva, c) Debe especificarse la forma de renovación automática. La vigencia debe ser de 5 años, d) Los USUARIOS con sistemas sin inyección a red existentes antes de la publicación de este Reglamento, deberán comunicar a la EMPRESA PRESTADORA la descripción del sistema y estos quedarán regularizados de manera automática.	Algunos CLIENTES que actualmente se encuentran operando bajo el PMN vienen, o quienes que han obtenido la aprobación del proyecto por parte de la EMPRESA PRESTADORA, con anterioridad a la entrada del presente Reglamento, permanecerán en este esquema de medición hasta la fecha de término del Acuerdo de Interconexión; en caso de no tener un acuerdo firmado tendrá un plazo máximo de cinco (5) años, contados a partir de la fecha de registro de ingreso al PMN a fin de que sea regularizado. (La disposición no es retroactiva, e) Se agrega en el Reglamento que los USUARIOS con sistemas sin inyección a red existentes antes de la publicación de este Reglamento, deberán comunicar a la EMPRESA PRESTADORA la descripción del sistema, ACOGIDA PARCIALMENTE	ACOGIDA PARCIALMENTE	19.2	
ADIE, MSA Pedro López	a) No queda claramente indicado el trámite del porcentaje restante del crédito distinto al setenta y cinco por ciento (75 %) derivado del saldo neto de excedentes de energía inyectados, lo que genera incertidumbre respecto a la liquidación total del crédito acumulado a favor del usuario, b) Se cuestiona que el pago del 75 % del crédito neto anual por excedentes de energía inyectada, resultante del esquema de medición neta (PMN), se liquide a una tarifa basada en el precio promedio de referencia de compra de consumo de energía de 20 pesos publicados por la CNE para proyectos sodic, fondo de la tarifa de importación (lo que implica que la tarifa en la medida en que dicha tarifa resultaría inferior a la actualmente aplicada en el PMN vigente, se aplicaría en el primer escalón del bloque tarifario BT\$1, lo cual podría desincentivar la generación distribuida,	a) Se establece expresamente el reconocimiento del 100 % del crédito acumulado a favor del Usuario, el cual será pagado por las Empresas Distribuidoras de Electricidad, eliminando cualquier ambigüedad respecto a porcentajes no reconocidos del crédito resultante de los excedentes de energía inyectados. b) La tarifa de liquidación definida, tomando como referencia el precio promedio de los contratos de compra de energía renovable a largo plazo publicados por la CNE, se considera técnica y económicamente adecuada, en tanto refleja el costo promedio de generación renovable sin incorporar costos de transmisión, distribución, comercialización ni otros cargos asociados al consumo final,	ACOGIDA	19.2 (i)	
AES, CEPFM, ADUSTA	SECCIÓN 5 - FISCALIZACIÓN. Artículo 22: RECLAMACIONES				
	El procedimiento de reclamación de un usuario final ante la EDE está establecido en el Reglamento de Aplicación de la LGE, no en una resolución de la SIE. Incluir como normativa base para reclamar, lo dispuesto en Ley General de Electricidad y el RALGE.	Se acoge la observación modificándose el texto para sustituir la palabra resolución por reglamento vigente a fines de alinearlo con la referencia aplicable	ACOGIDA	21	

Legenda
Observación exigida que se hizo confirmada en la última versión del documento en la fecha 29 oct 2024, 09:50 COT/UBB 2024

Artículo 23: INVESTIGACIÓN DE OFICIO O POR DENUNCIAS				
ADUPAS, ASEFEER, RD100%, CEPM-ADOSOA	Consideramos que no debería haber una categorización sobre el alcance de la modificación inconsulta. Toda modificación ya sea simple o sustancial que se haya hecho de forma inconsulta a la Empresa Prestadora, debe de ser motivo de investigación de la SIE. Incluir que en caso acontecer un motivo de investigación se proceda con la suspensión provisional,	Se elimina la categorización de los motivos de investigación por modificación. No obstante, se incorpora que, en caso de verificarse un motivo de investigación conforme a lo establecido en la presente sección, podrá procederse con la suspensión provisional del proyecto hasta tanto se resuelva la situación.	ACOGIDA	22
Artículo 24: FISCALIZACIÓN				
ADUPAS, ASEFEER, RD100%	*En caso de incumplimiento del RGD la SIE podrá aplicar las sanciones "...". Debe decir APLICAR las sanciones de conformidad a la LGE y su Reglamento (esto genera discrecionalidad).	La SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD hará una fiscalización continua del ejercicio de toda AUTORIZACIÓN E INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	ACOGIDA	20
Artículo 20.2: CLIENTES QUE SE ENCUENTRAN ACTUALMENTE BAJO EL ESQUEMA DE MEDICIÓN NETA.				
UASD, ADOSOA, CEPM, ASOFER,	Consideramos eliminar lo referido al plazo máximo de 3 años y que el esquema anterior este vigente hasta la terminación del acuerdo de interconexión imparante, incluir que, si no obtiene la aplicación de la nueva reglamentación, se desconectará el sistema.	Aquellos CLIENTES que actualmente se encuentran operando bajo el PMN vigente, o aquellos que han obtenido la aprobación del proyecto por parte de la EMPRESA PRESTADORA con anterioridad a la emisión del presente Reglamento, permanecerán en ese esquema de medición neta hasta la fecha de término del Acuerdo de Interconexión; en caso de no tener un acuerdo firmado tendrá un plazo máximo de cinco (5) años, contados a partir de la fecha de registro de ingreso al PMN a fin de que sea regularizado.	ACOGIDA	19.2
ARTICULO 28. RÉGIMEN TRANSITORIO. 28.1 PLATAFORMA DIGITAL				
ADIE, CEPM, ADOSOA, ADUPAS, ASEFEER, RD100%, MBD, Pedro Lopez	<p>a) Incrementar este plazo ya que la implementación implica cambios en sistemas y otras disposiciones que introducen tiempos de suplentes extensos etc.</p> <p>b) Tres meses es un plazo insuficiente para implementar una nueva plataforma digital desde cero, una unidad especializada en implementación de este reglamento y los estudios técnicos relevantes se traduce en los límites seguros de operación del sistema. La aceleración de esta implementación se traduce en un incremento de los costos, en situaciones no presupuestadas para la puesta en vigencia del Reglamento.</p> <p>c) Entendemos que un plazo de 18 meses es considerable para la implementación de una plataforma digital, la creación de la unidad especializada y demás disposiciones que no puede implementarse con la aprobación del Reglamento.</p> <p>d) No puede haber retroactividad. Solo si se mejoran las condiciones el usuario pudiera decidir cambiar sus condiciones al nuevo Reglamento.</p> <p>e) Esto podría interpretarse como un plan de eliminación gradual o desmonte del referido programa.</p>	<p>a, b) Es acogida parcialmente la observación. Se aceptó modificar el plazo de 3 meses a 10 meses para la implementación de la Plataforma Digital.</p> <p>c) La disposición no es suficiente ya que se fundamento en lo establecido en el acuerdo para el PMN, que establece una excepción de efectuar el término literal (c), que prevé la actualización del mismo, siendo reemplazado por otro acuerdo de medición neta. Por tanto, la aplicación del reglamento se ajusta a los términos previamente acordados por los clientes y empresas prestadoras. Aquellos CLIENTES que actualmente se encuentran operando bajo el programa de medición neta vigente, o aquellos que han obtenido la aprobación del proyecto por parte de la EMPRESA PRESTADORA con anterioridad a la emisión del presente Reglamento, permanecerán en ese esquema de medición neta hasta la fecha de término del Acuerdo de Interconexión que está vigente; en caso de no tener un acuerdo firmado tendrá un plazo máximo de cinco (5) años, contados a partir de la fecha de registro de ingreso al PMN a fin de que sea regularizado.</p> <p>d) La intención es que todos los CLIENTES que tengan proyectos de Generación Distribuida sean regidos por el presente Reglamento.</p>	ACOGIDA PARCIALMENTE	25.1
ARTICULO 28. RÉGIMEN TRANSITORIO. 28.1 PLATAFORMA DIGITAL				
CEPM-ADOSOA	La lista de proyectos sometidos debe ser accesible únicamente para el fiscalizador y la empresa prestadora, los demás peticionarios no necesitan esta información para agotar los trámites establecidos en este reglamento.	En cuenta a la lista de proyectos sometidos, se ha eliminado la obligatoriedad de que sean publicados en la Plataforma Digital, a fin de proteger la privacidad y confidencialidad de los peticionarios.	ACOGIDA	7.2
NO ACOGIDAS				
INSTITUCIÓN-AGENTE				
MARCO GENERAL. Artículo 1: FUNDAMENTO				
DEG, ADUPAS, ASEFEER, RD100%, DIFECO, CEDRO, POPULAR, COALICION ENRIQUELLO, MBA, Pedro Lopez, Marcos C. Cochar, CEPM-ADOSOA	<p>a) Se rechaza la nueva versión del RGD, la SIE busca proteger a las EDEs, se pretende implantar un mecanismo de facturación neta disfrazada en medición, se obliga a los usuarios a pagar un cargo de 10kW sin importar que el consumo sea menor de 10kW. b) Actualmente, el reglamento establece que el desarrollo de la GD en el país aún es limitado, con menos del 1% de los usuarios eléctricos aprovechando esta tecnología. Propone se incluyan medidas para mejorar su adopción, especialmente en sectores de bajo consumo; c) se deduce que las actuales RMN y RGD serían eliminadas. A esta fecha, ni la CNE ni la SIE han emitido información o aclaración pública al respecto; d) la SIE propone en esta versión del Borrador de Reglamento mantener la medición neta como el esquema comercial a aplicar a la generación distribuida. Sin embargo, consideramos que esta decisión es incorrecta pues no se corresponde con las mejores prácticas regulatorias.</p>	<p>a) La propuesta del RGD busca equilibrar incentivos a la generación distribuida con la sostenibilidad del sistema eléctrico. Los cargos proponen garantizar la cobertura de costos de la red, beneficiando a todos los usuarios, mientras que la valoración de energía y el plazo de devolución minimiza un ajuste equitativo y sostenido. Además, los reglamentos establecen incentivos para la generación distribuida y promueven la eficiencia energética. Estos aspectos siguen siendo fundamentales para la transición energética. b) En la versión actual de RGD existen mecanismos para reintroducir la respuesta de las Empresas Prestadoras de Servicio, aun cuando no son penalidades estrictamente. c) Ya existe una ley de incentivo a los renovables; d) Serán derogados y en el RGD se establece un período de transición para proyectos ya contratados al momento de puesta en vigencia de este RGD; e) La decisión de la Superintendencia de Electricidad de reintroducir el esquema de medición neta en el Reglamento propuesto responde a principios regulatorios fundamentales de equidad, accesibilidad, y transparencia, además de alinearse a la política de la transición energética gubernamental de mantener el esquema vigente.</p>	NO ACOGIDA	1
Artículo 1: FUNDAMENTO				
CEPM - ADOSOA	Se tiene que definir la entrada en vigor a la derogación por parte de la CNE de los Reglamentos de interconexión de generación distribuida y de medición neta, igualmente, tomar en consideración los estudios y recomendaciones de la CNE, conforme la Ley 57-07.	Favor notar que este Artículo indica que el reglamento sería emitido conforme a lo establecido en la ley 57-07 y su reglamento de aplicación, lo cual incluye las disposiciones expresadas en sus observaciones.	NO ACOGIDA	1
Artículo 3: APlicación				
	b) Sustituir al término: cualquier EMPRESA ELECTRICA PRESTADORA DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION; por el nombre de las DISTRIBUIDORAS EXISTENTES EN TODO EL TERRITORIO NACIONAL, LAS QUE ESTAN OBLIGADAS POR LEY, a regirse bajo este reglamento.	b) El término utilizado en todo el documento es EMPRESA PRESTADORA: en el reglamento se define, a todo empresa beneficiaria de una concesión, para explotar obras eléctricas de distribución, cuyo objetivo principal es distribuir y comercializar energía eléctrica a clientes o usuarios de servicio público, dentro de su zona de concesión, pudiendo éstas ser: (i) Empresas Distribuidoras, y, (ii) Empresas que sirven a Usuarios Regulados en Sistemas Aliados.	NO ACOGIDA	3
Artículo 5: EXCLUSIONES				
CEPM, FDI	a) Se debe de incluir a los usuarios regulados que se interconectan con fuentes no renovables, como una persona excluida de la aplicación de la presente normativa; b) Ampliar el texto: El presente no es aplicable a los Usuarios autorizados a ejercer la condición de usuario No Regulado, basado en cualquier tipo de fuente de energía.	El propósito de este reglamento es establecer reglas claras para la interconexión y operación de todos los sistemas de generación distribuida, garantizando la seguridad, confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico, resaltando que la LEY General de Electricidad es de cumplimiento obligatorio y define lo que es un Usuario No Regulado.	NO ACOGIDA	5
Artículo 7: CONDICIONES GENERALES				
CEPM-ADOSOA, ADIE	El costo adicional asociado a la implementación de este reglamento, incluyendo la creación de la unidad que debe incluir personal especializado, debe estar debidamente reflejado en los costos incurridos por la empresa prestadora para poder brindar el servicio de distribución y ser retribuido a través de la tarifa eléctrica correspondiente.	Los costos asociados a la implementación del reglamento serán tratados de manera técnica y transparente, garantizando que las EMPRESAS PRESTADORAS puedan recuperarlos a través de la tarifa eléctrica, conforme a los principios de sostenibilidad, eficiencia y equidad que rigen el sector eléctrico. Ha sido eliminado el requerimiento de crear una unidad con personal especializado.	NO ACOGIDA	7
Artículo 7.3: OBLIGACIONES DE TODO Peticionario QUE SOLICITA UNA APROBACIÓN DE PROYECTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA				
ADOSOA-CEPM	<p>a) Se deben añadir obligaciones rigurosas y sancionables en su incumplimiento, de cara al personal, considerando el nivel de acceso a la información que se plantea en este nuevo reglamento. No se podrá utilizar la información de redas provista por la empresa prestadora del servicio para otros fines que no sean estrictamente la evaluación del proyecto de generación distribuida en cuestión;</p> <p>b) Se deben incluir consecuencias si tras la aprobación, el peticionario no desarrolla el proyecto.</p>	<p>a) La información suministrada al peticionario será solo la necesaria para el desarrollo de su proyecto y también es parte de las obligaciones del peticionario, hacer buen uso de la información recibida. b) La observación no será acogida ya que la vigencia de construcción de los proyectos caduca a los 6 meses, como consecuencia el peticionario tendrá que iniciar en una nueva solicitud.</p>	NO ACOGIDA	7.4
Artículo 7.4: OBLIGACIONES DE LA EMPRESA PRESTADORA PARA LA APROBACIÓN DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA				
CEPM-ADOSOA	Incluir en el numeral 2 que la interconexión de las instalaciones se produzca luego de las aprobaciones, además de las pruebas salidas establecidas.	La Sección 2 del reglamento contiene los procedimientos para la tramitación de los proyectos de GD, los cuales establecen las obligaciones tanto de la Empresa Prestadora como del peticionario. En el Reglamento se establece a cargo de quien están los costos de cada estudio.	NO ACOGIDA	7.5
Artículo 8: DETERMINACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA				
ASOFER, UASD, DEG, ADUPAS, ASEFEER, RD100%, INDEM, Abraham Espinal, CUCD, EDES, CEPM, ADOSOA	Según el criterio de este fluograma, todo proyecto monofásico inferior a 10kVA o trifásico inferior a 100kVA será aprobado por interconexión simple siempre que la capacidad agregada no supera la capacidad del transformador. Sin embargo, el filtro es inicio de capturar el alegro de todos los proyectos, de cara a la capacidad de acceso total del sistema. Hay que considerar que, para la interconexión simple, no es simplemente al transformador lo admite sino al el sistema lo admite.	No es válida la observación, se determina que los proyectos a ser interconectados en media tensión deberán agotar los procesos de evaluación a las estudios suplementarios o debatidos según corresponda. Cada empresa prestadora tiene el deber de garantizar la integridad y operación del sistema, por tanto podrá evaluar otros requisitos pertinentes no descritos en la presente propuesta, esto no implica que no cumpla con los mínimos requisitos expuestos en la propuesta del reglamento.	NO ACOGIDA	6
Artículo 8: DETERMINACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA				
INDEM, Abraham Espinal	No se ha considerado en el presente reglamento, ni en el fluograma del artículo 8, ni en las limitaciones establecidas en los artículos 11 y 13, las operaciones en paralelo y en modo isla de los sistemas híbridos o multimodales al dimensionar los sistemas conectados a la red. Es necesario implementar una metodología distinta para fijar o dimensionar sus instalaciones fotovoltaicas.	No se acogida la observación, debido a que la relación entre la Empresa Prestadora y el Peticionario o usuario contempla la energía consumida y su excedente. En cuanto al modo de operación de los proyectos esto está contemplado en la sección de requisitos técnicos.	NO ACOGIDA	6
Artículo 9: PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LAS SOLICITUDES DE APROBACIÓN E INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN				
CEPM-ADOSOA	<p>a) Los plazos son cortos para el volumen de solicitudes a manejar. Esto se traduce en personal adicional para la empresa prestadora, implementación de nuevas sistemas digitales y departamentos, al final esto representa un incremento en los costos operativos que no queda claro cómo será esto.</p> <p>b) Interconexión Simple: Este concepto no debe existir debido a que hay que evaluar siempre la penetración existente en el sistema. Se debe de establecer un plazo determinado para notificar la conclusión de la obra, que entendemos debe de ser un día (1) laborable;</p>	<p>a) Los costos asociados a la implementación del reglamento están tratados de manera técnica y transparente, garantizando que las EMPRESAS PRESTADORAS puedan recuperarlos a través de la tarifa eléctrica, conforme a los principios de sostenibilidad, eficiencia y equidad que rigen el sector eléctrico. b) Se mantiene el proceso de aprobación simplificada de Interconexión Simple pues la penetración no requiere mayor estudio. En cuanto a los tiempos establecidos queda claro en el anexo A del fluograma de procedimiento. En cuanto a establecer un plazo de notificación de la conclusión de la obra el peticionario debe realizar una solicitud de inspección, la cual es gestionada por la empresa prestadora.</p>	NO ACOGIDA	9
Artículo 10: INTERRUPCIONES Y DESCONEXIÓN				
TECNOCARIBE	Es imprescindible que se establezcan consecuencias claras para los distribuidores en caso de incumplimiento de plazos para inspecciones o instalaciones de contadores. Hoy en día, la falta de personal o recursos impacta únicamente al cliente y a los integradores.	Los artículos 21 y 22 del PRGO especifican los procesos a seguir para las denuncias en cuanto a los incumplimientos contenidos en el mismo. La SIE podrá aplicar las sanciones pertinentes conforme a la LOE y RLGE 125-01.	NO ACOGIDA	9
FEDERACION DOMINICANA DE INGENIEROS FDI, CUED-EDES	e) Se debe establecer el tiempo que el cliente permanecerá desconectado; En este artículo se debe establecer el tiempo que el cliente permanecerá desconectado. Se debe eliminar la cita de los artículos 430, 438 ya 494 del RLGE, ya que no aplican en ningún modo a las condiciones citadas en los literales 1, 2, 3 y 4 de dicho artículo.	a) La desconexión permanecerá hasta que sea corregida la irregularidad detectada b) No es acogida; ya que dichos artículos referenciados contemplan el alcance de cada una de estas ejecuciones indicadas.	NO ACOGIDA	10

SECCIÓN 3 - CRITERIOS Y REQUISITOS TÉCNICOS

Artículo 11: CONDICIONES GENERALES				
FEDERACION DOMINICANA DE INCENEGRIOS FDI, CUED-EDDES	Aclarar cuál es la motivación para hacer la referencia al artículo 56 del Decreto 65-23, y un ejemplo completo de su aplicación, en periodo mensual y anual y su efecto sobre el cálculo de los excedentes.	Hace referencia a la actualización del tratamiento a los posibles excedentes del cliente.		
Artículo 12: CERTIFICACION Y APROBACION DE EQUIPOS				
ASOFER, ADUPAS, ASEEFER, RD100%, CEPH-ADOSEA, ESCALA SOLAR, 4Energy	La CNE realiza el trabajo de validación de certificaciones de equipos de manera rápida y eficiente. A todos los equipos que se aprueban, se les requiere la presentación de certificados internacionales.			NO ACOGIDA
Artículo 13: Potencia Máxima Permitida y Potencia Autorizada				
ADUPAS, ASEEFER, RD100%, ACS, COSTASUR, FDI, CUED-EDDES	a) Sugerimos modificar el art 13 basado en lo que indica el art 56 del decreto 65-23, ya que se está estableciendo de nuevo y limitando con rigurosa exactitud lo que se permite en cuanto a la potencia autorizada solar; b) Incluir el efecto de la capacidad de acceso total a la red eléctrica de distribución. Se debe especificar los cálculos de ingeniería que determinarán el consumo estimado. Se necesita justificar técnicamente este margen adicional del 5 y 10% para la determinación de la potencia máxima permitida de los usuarios; c) Reevaluar el criterio para asignar la Potencia Máxima Permitida.	a) La regulación se encuentra alineada con el El Artículo 56 del Decreto 65-23, el cual permite a los auto productores destinar su generación energética al consumo propio e inyectar hasta un 50% de su producción anual en la red. Este enfoque busca un balance entre el autocsumo y la integración de excedentes en el sistema eléctrico; b) El establecimiento del margen total de 5% y 10% representa tres aspectos: facilidad para dimensionar los sistemas conforme a las realidades del mercado local; el fomento de la libre competencia, la eficiencia de los sistemas en relación con su vida útil, incremento natural de la demanda, etc.; c) El dimensionamiento de los sistemas de generación distribuida se realizará con el objetivo de priorizar el autocsumo del cliente. Las inyecciones a las redes de distribución estarán condicionadas a las capacidades establecidas en los estudios técnicos correspondientes.		
Artículo 14: CALIDAD DE LA ONDA				
CEPH-ADOSEA	Se deben establecer las penalizaciones económicas a los clientes cuando sus sistemas de generación distribuida exportan estos fenómenos a la red por encima de los límites establecidos por la normativa.			NO ACOGIDA
Artículo 15: REQUISITOS DEL ALIMENTADOR				
UASD, CEPH-ADOSEA, COSTASUR, UPA, S, ASEEFER, RD100%	a) El reglamento se debe limitar al cumplimiento de lo establecido en las normas de media tensión y en el CEN de la RD, también resulta carente de fundamento de tipo técnico el pretender cargar la totalidad del VAD y el valor de las pérdidas técnicas de las redes a las inyecciones de GD; b) Este 10% es arbitrario y será un valor determinado por los estudios correspondientes para cada sistema, no debe fijarse, ni indicar que una vez la empresa prestadora realice los estudios de lugar se estará informando al límite siguiente; c) En el punto 2, si bien el mismo con el 85%, son valores específicos que solo se aplican cuando se realizan los estudios correspondientes, es irresponsable fijar un valor que puede estar totalmente divorciado de la realidad de las empresas distribuidoras,	a) El VAD se calcula para cubrir los costos de operación, mantenimiento y expansión de la red, estos costos son distribuidos entre todos los clientes conectados a la red, por ende, si momento que los clientes cambian a medición neto dejar de pagar el VAD. Cuando se vuelve a activar el VAD bajo un estudio resulta que se tiene que dividir los costos del VAD entre clientes por lo que estos tienen que cargar con los costos dejados de pagar por aquellos usuarios acogidos al PMN. Con relación a las pérdidas el flujo de energía ya sea inyección o retiro provoca pérdidas; b) El límite del 10% es una práctica común y generalmente aceptada en normativas internacionales, como la IEC (IEC 61000-3-2), que impone significativos en los sistemas de protección. Este porcentaje generalmente es suficiente para garantizar que la corriente de cortocircuito de los sistemas de GD cause problemas en la red eléctrica; c) El objetivo es que los equipos de protección no operen cerca de su límite máximo, lo cual podría reducir su vida útil o aumentar el riesgo de fallos.		
Artículo 16: PROTECCIONES				
CEPM-ADOSEA	Determinar si estas disposiciones están alineadas con la Ley General de Electricidad. Debe especificarse a qué se refiere con "prácticas generales de protección". Se deben establecer las responsabilidades para el Cliente que incumple con estos requisitos mínimos de protección.	Todo lo concerniente a protección se encuentra contenido en la Sección 3 Criterio y Requisitos Técnicos de la propuesta de Reglamento y alineado a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento de aplicación. Está establecida la desconexión del cliente en caso de que se verifiquen condiciones insseguras de operación.		
Artículo 17: MEDIDORES E INTERRUPTORES DE INTERCONEXIÓN.				
ADUPAS, ASEEFER, RD100%, COSTASUR, CEPH-ADOSEA	a) Solo se necesita un medidor bidireccional, el medidor lustigo es un derecho adquirido que no es necesario para la interconexión. b) El medidor lustigo es un derecho adquirido que no es necesario para la interconexión; c) En el punto 2, si bien el mismo con el 85%, son valores específicos que solo se aplican cuando se realizan los estudios correspondientes, es irresponsable fijar un valor que puede estar totalmente divorciado de la realidad de las empresas distribuidoras.	a) El derecho del CLIENTE a instalar medidores testigos es una medida justa y transparente que refuerza la confianza entre la EMPRESA PRESTADORA y el CLIENTE y entre la EMPRESA PRESTADORA; b) El cargo por Uso garantiza que las empresas prestadoras no se beneficien de la inyección de energía que no es de su propiedad, así como las demandas de operación, mantenimiento y expansión de la red. El medidor es propiedad de la Empresa Prestadora y parte fundamental de su estructura por lo que el costo del mismo debe estar a cargo de la misma; c) En cuanto al interruptor la tecnología nos está permitiendo que estos estén embedidos en el equipo de conversión y con una respuesta más ágil a las perturbaciones.		
Artículo 18: CAMBIOS O MODIFICACIONES AL SISTEMA DE GENERACIÓN				
CEPM-ADOSEA	La modificación inconsulta del sistema de GD debe resultar en la terminación del acuerdo de interconexión. Adicional a la desconexión se debe incluir una penalidad para aquellos casos en que los clientes modifiquen el sistema de generación sin previa aprobación de la empresa prestadora, ya que esto pone en riesgo la seguridad de los demás usuarios y los activos de la empresa. El cliente debe agotar el proceso de solicitud y aprobación correspondiente y debe ser penalizado si lo hace.	En el caso de que la EMPRESA PRESTADORA detecte cambios en el sistema de generación, tendrá el derecho de suspender el servicio siguiendo el debido proceso establecido en el Artículo 430 del RLGE. La suspensión continuará hasta que se verifique que dicha inyección no pone en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico y que el CLIENTE haya realizado las adecuaciones necesarias en su sistema de GD para cumplir con el reglamento y evitar la inyección no autorizada. Las actuaciones de la SIE relativas a infracciones se encuentran en el ART 22.2 del PGDR.		
Artículo 19: SEGUROS DE RESPONSABILIDAD PÚBLICA GENERAL				
CEPM-ADOSEA, UASD	a) Colocar que el límite de potencia de generación sea de 25KW y especificar que el seguro es obligatorio para las PTEDES. b) Los clientes con GD deben contar con un polizo de seguro instalada, no hay razón para exigir los proyectos inferiores a 10kVA. Además, este numeral entra en contradicción con el numeral 5 que dispone que el seguro es de carácter obligatorio para todos los Peliccionarios, independientemente de que tengan intención o no de inyectar excedentes de energía a la red.	Este artículo fue eliminado		
SECCIÓN 4 - TRANSACCION ECONOMICA. Artículo 20: ESQUEMA DE FACTURACION				
Marcos Cochen, CEPH-ADOSEA, UASD, MBA Pedro Lopez, CEPF-EDENORTE, ADIE, COSTASUR, AES	a) Cargar por Uso de Red, aplicable a clientes con tarifa monomárfica. Esta adición responde que los clientes en su sección con el sistema genera un costo que debe ser cubierto por ellos. El uso de red está relacionado a la potencia y no a la energía asociada al cliente; este cargo se menciona que será calculado en base a la energía y no a la potencia. b) No pueden energizar el VAD y pretender que renumen en la medida de la energía inyectada. Además, en los casos de los sistemas aislados deben considerar la generación y la transmisión como parte del costo de uso de red. c) Para los relatos se debe tomar en cuenta que el pago (fijo) en la tarifa BT5S considera los cargos en que incurre el usuario servicio de tenencia y administración y a la actividad de generación de electricidad (potencia menor a 10KVA). d) Medición Neto: Este esquema no diferencia entre las tipos de energía generada e inyectada durante el día y la energía consumida durante la noche. Se basa en la diferencia neta de energía, lo que puede no reflejar las variaciones de precios a lo largo del día. Si bien al introducir el cargo por uso de la red se equilibra el cargo de la red que inyecta abierto el tema de costo de abastecimiento de las EDES. Migrar a Facturación Neto o establecer un mecanismo que permite balancear las diferencias de precios entre horas de máxima producción solar y horas de demanda máxima de consumo de energía. e) Tarifa binómica: se aplica a clientes con demanda de potencia menor a 10KVA. f) El Reglamento de la ley 57-07 no establece esquema de facturación.	a) Se desestima la aplicación del cargo por potencia a clientes con una demanda inferior a 10 KW, ya que este grupo, fundamentalmente compuesto por usuarios residenciales y pequeños comercios, no tiene un impacto significativo en la capacidad de las redes en términos de potencia demandada. Aplicar este tipo de cargo a estos usuarios desproporcionado, sino que podría desincentivar el autocsumo y el uso de generación distribuida en sectores donde su adopción es clave para avanzar hacia una transición energética inclusiva. Bajo el esquema de medición neta, la propuesta de reglamento establece el cargo por uso de la red para compensar al distribuidor por el servicio de distribución solo al cliente que inyecta a la red. b) y d) No es correcta la observación. La tarifa binómica solo aplica a clientes con demanda de potencia igual o menor a 10KVA. c) El Reglamento de la ley 57-07 no establece esquema de facturación.		
	g) La regulación vigente está fundamentada en el modelo de Medición Neta y en este Reglamento se pretende mejorar y regular algunos aspectos técnicos, recordando, por ejemplo el Cargo por Uso de Red.	e) Debido a que es una política de gobierno fomentar la energía renovable, la propuesta de reglamento se enfoca en promover el autocsumo, por lo tanto la utilización del cargo por derecho de uso en la energía inyectada envía una señal a los usuarios para que las instalaciones de generación distribuida sean eficientemente dimensionadas.		
	El cargo por potencia únicamente es aplicable a clientes con demanda superior o igual a los 10 KW, estos criterios son definidos por la Superintendencia de Electricidad. La potencia inyectada por los clientes de generación distribuida generan costos adicionales en la red de distribución debido a la necesidad de reforzar la infraestructura para manejar flujos bidireccionales, estabilizar el voltaje, corregir problemas de calidad de energía y gestionar la operación y mantenimiento de la red. Además, puede requerir inversiones adicionales para evitar sobrecargas y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. Por ello, es razonable considerar costos en la regulación para asegurar la sostenibilidad de la red y un reparto equitativo de los costos operativos.			
Artículo 20.1: EMPRESAS PRESTADORAS CON RÉGIMEN TARIFARIO NO ESTABLECIDO POR LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD				
UASD, ADOSEA, CEPH-AES	a) Todos los clientes de autocsumo tienen que pagar a tarifa binómica para cubrir los gastos fijos de red, gastos de reparación de redes (ellos van a regular la potencia total que consumen durante meses, tiempo en el día y por tanto hay que pagar); y los servicios auxiliares (por ejemplo, por el servicio de instalación de sistemas de GD). El costo es constante, no se identifica claramente si se refiere a tarifas eléctricas vigentes hoy en dia (EDES) o a tarifas eléctricas que serán establecidas por la SIE para esos prestadores de servicio.	a) La tarifa binómica solo aplica a clientes cuya demanda de potencia es igual o mayor de 10KW. La modificación de la propuesta de reglamento actualizada utiliza las tarifas vigentes para cada una de las empresas prestadoras. Carga por uso de la red. Este cargo solo será aplicado a los clientes que estén con tarifa monomárfica. Esto será el resultado de multiplicar la energía inyectada a la red por el 25% del cargo por energía de la tarifa asignada al cliente. b) En el caso de las empresas EDESUR, EDENORTE y EDEESTE se utilizará la tarifa de referencia o la que la sustituya. Para EPDL y CLFLT se utilizará la tarifa técnica o la que la sustituya.		
Artículo 23: INVESTIGACIÓN DE OFICIO O POR DENUNCIAS				
ADUPAS, ASEEFER, RD100%, CEPH-ADOSEA	a) El Art. 22.2 presenta todas las actualizaciones y penalidades en contra del usuario, nunca contra las empresas prestadoras. Consideramos que debe existir medidas claras en contra de la prestadora tanto a nivel de incumplimientos con montos y tiempos; b) Consideramos que no debería haber una categorización sobre el alcance de la modificación inconsulta. Toda modificación ya sea simple o sustancial que se haya hecho de forma inconsulta a la Empresa Prestadora, debe de ser motivo de investigación de la SIE.	a) No ha liger, en el Art. 22.2 se establecen las actuaciones que deben cumplir tanto el peliccionario y/o la empresa prestadora cuando se evidencia una infracción. b) No se acoge la observación, debido a que ya existe un procedimiento establecido en el Reglamento de aplicación de la LGE, el cual regula los aspectos relacionados con modificaciones inconsutas y su fiscalización por parte de la SIE.		
ARTICULO 25: MODIFICACIONES DE LOS FORMULARIOS Y CERTIFICACIONES SIE				
ADIE, CEPH-ADOSEA	Recomendamos 30 días para notificar el cambio en los formularios, ya que esto implica modificaciones en la plataforma digital.	No es acogida, debido a que los 20 días laborables son traducidos a más de 30 días calendarios.		
ARTICULO 26. RÉGIMEN TRANSITORIO, 26.2 Proyectos en Operación o en Proceso de Aprobación				

ASB, CEPH, ADGSEA, UAGD	<p>a) Recomendamos colocar un periodo de entrada de vigencia de 5 años en todos los puntos, sin excepciones, para las interacciones existentes; b) La SIE no tiene facultad para anular o dejar sin efecto un contrato alianzalógico firmado entre las partes, por medio de una resolución,</p> <p>a) La observación no es acogida , la disposición no es retroactiva ya que se fundamenta en lo establecido en el reglamento para el periodo de transición establecido anteriormente la función de efectividad y normativo, literal (c), que prevé la actualización del esquema hasta la fecha de su remplazo o acuerdo de modificación en vigor. Por lo tanto la aplicación del reglamento se ajusta a los términos previamente aceptado por los clientes y empresas prestadoras.</p> <p>b) Aquellos CLIENTES que actualmente se encuentran operando bajo el programa de medición neta vigente, o aquellos que han obtenido la aprobación del proyecto por parte de la EMPRESA PRESTADORA con anterioridad a la emisión del presente Reglamento, permanecerán en ese esquema de medición neta hasta la fecha de término del Acuerdo de Interconexión que está vigente; en caso de no tener un acuerdo firmado tendrá un plazo máximo de cinco (5) años, contados a partir de la fecha de registro de ingreso al PMN a fin de que sea regularizado,</p>	NO ACOGIDA	25, 25.2
CEPP-ADGSEA, AFS	<p>ANEXO C: REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN</p> <p>a) Debe rescribirse para incluir los huecos de tensión y los valores mostrados son muy poco para sistemas eléctricos insulares, con inercia relativamente baja, como la R D... más que indicar un límite, definir una curva de respuesta que en este modo la planta debe permanecer conectada por encima de la curva y desconectarse por debajo de la misma;</p> <p>b) Es crucial que la Gerencia del OC evalúe los tiempos, niveles y parámetros establecidos para asegurar que no se afecte negativamente ni los generadores distribuidos ni la estabilidad de la red eléctrica. Si bien no es el ámbito del CC estas maniobras de conexión y desconexión pueden impactar parámetros del SENI. Ver con el OC si estas mano de obras impactan al SENI y que recomendaciones pueden tomarse para evitar impactos negativos en la red,</p>	NO ACOGIDA	Anexo C
CEPM	<p>ANEXO E: PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN SIMPLE</p> <p>a) En el inciso 3, esto debería ser según capacidad de acceso disponible informado públicamente por la Distribuidora. Para la evaluación simple se recomienda que la empresa distribuidora indique la capacidad disponible en cada tipo de forma pública y periódica, que indique los elementos que restringen la expansión, así mayor y planes de mejora a futuro, y que cualquier cálculo se haga por empresas filiales herederas;</p> <p>b) En relación con el rango térmico, la aplicación de estas fórmulas es válida para una tipología de red muy simplificada.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se recomienda excluir esto del reglamento y particularizar para cada caso, • Se debe declarar el alcance de la fórmula en cuenta a incluir todo el alimentador, solo parte de este, etc, • En caso de anillas o troncales con posible alimentación desde dos subestaciones no aplica. 	NO ACOGIDA	Anexo E
CEPM	<p>ANEXO G: MODELO DE CONTRATO</p> <p>a) En el literal E sobre el esquema de facturación, se debe adaptar según las sugerencias de Anexo F.</p> <p>b) En el literal J sobre relevo de responsabilidades, debe incluir responsabilidades del Cliente. En el momento que el cliente se convierte en actor activo en el sistema (inyecta energía), se deben aplicar las mismas responsabilidades que a un generador en caso de que incumpla alguna de los parámetros técnicos del reglamento. En particular para los de más de 10kW.</p>	NO ACOGIDA	Anexo F
CEPM	<p>ANEXO H PASO 1 PROCEDIMIENTO APROBACION FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y PUNTO DE INTERCambio</p> <p>Se debe establecer si estas tarifas son viables comercialmente o deben de ser incrementadas. Superímano RD\$ 4,000.00 como el primer escalón para capacidades menores a 10kW y luego ir aumentando progresivamente con más escalones.</p> <p>Para referencia ver en otros contextos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - En el caso de México, los valores se dividen en segmentos que aumentan de manera progresiva. - Para España, el costo se asocia con una garantía económica por una cuantía equivalente a 40 €/kW instalado 	NO ACOGIDA	Anexo eliminado