RESO 267 - DP N° 89 - 2025	20/01/2025
N° de Documento	Fecha

ANEXO RESOLUCIÓN ENRESP

REGLAMENTACIÓN DE LA LEY Nº 7824 "BALANCE NETO. GGER RESIDENCIALES, INDUSTRIALES Y/O PRODUCTIVOS"

TEXTO ORDENADO

CAPITULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Art. 1° - No requiere reglamentación.

Art. 2° Quien decida acogerse a los beneficios de la Ley 7824 deberá acreditar su carácter de usuario de la empresa distribuidora de energía eléctrica, en adelante la Distribuidora.

En caso de que el usuario Titular del suministro de la Distribuidora no fuera el propietario del inmueble, deberá presentar una autorización por escrito emitida por el propietario para la instalación del GGER en ese inmueble.

No podrán acogerse a la presente Resolución aquellos usuarios cuyas tarifas de energía eléctrica se encuentren subsidiadas por el Estado Nacional, Provincial o Municipal, bajo la forma de segmentación tarifaria energética, social o el que se pudiera aplicar a futuro, al momento de solicitar el acceso como Prosumidor.

Tampoco podrán aplicar los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (GUMEM), bajo la forma de Gran Usuario Menor (GUME), Gran Usuario Mayor (GUMA) o cualquier otra que se implemente en el futuro.

Art. 3° - No requiere reglamentación.

Autoridad de Aplicación

Art. 4º - No requiere reglamentación.

CAPITULO II

Requisitos técnicos de la instalación de los equipos

Art. 5°.

5.1. Objetivo

Establecer los requerimientos técnicos a cumplimentar por los usuarios en BT o MT de la Distribuidora, para operar con Grupos Generadores de fuentes de Energías

Renovables (GGER) en paralelo con la red de la Distribuidora, conectado directamente a dicha red o bien a la instalación interna del usuario.

5.2. Operación en paralelo

En las condiciones del presente Procedimiento se permitirá la operación en paralelo con el sistema interconectado a los usuarios abastecidos desde la red de la Distribuidora en BT o MT solamente con GGER.

Para el acoplamiento en paralelo, el GGER deberá contar con un sistema de sincronismo automático para acoplarse o desacoplarse de la red de la Distribuidora o de la instalación interna del usuario.

Durante el proceso de sincronización la variación transitoria de tensión en la red de la Distribuidora no debe superar los límites establecidos en las Bases Metodológicas de Control de Calidad de Producto Técnico aplicables a la Distribuidora.

Durante la marcha en paralelo, el GGER no debe regular tensión ni frecuencia en el punto de conexión, ni debe causar un apartamiento del rango de valores admisibles de dichas variables.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la Distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando el GGER trabaje a potencias superiores al 25 % de su potencia nominal.

El esquema de puesta a tierra de los GGER no deberá provocar sobretensiones que excedan el rango admisible del equipamiento conectado a la red de la Distribuidora, a fin de evitar algún grado de afectación en el proceso de coordinación de la aislación.

Asimismo, no deberá afectar la coordinación de la protección de sobrecorriente de tierra dentro del sistema de la Distribuidora.

Durante la marcha en paralelo, la capacidad de las instalaciones de la Distribuidora no deberá ser superada como consecuencia de la incorporación de los GGER, tanto en condiciones normales como transitorias y/o temporarias (de cortocircuito).

El funcionamiento de los GGER no deberá provocar averías en la red, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de los GGER no deberá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal propio ni de terceros.

Entre el circuito de generación y el equipo de medición no se podrá conectar ningún

elemento de generación o almacenamiento de energía distinto al autorizado.

El sistema de interconexión Distribuidora – usuario deberá tener la capacidad de resistir la interferencia electromagnética (EMI) del ambiente, de acuerdo a la Norma IEC 61000. La influencia de la EMI no deberá provocar cambios de estado u operación incorrecta del sistema de interconexión.

La Distribuidora establece al usuario las protecciones necesarias en la Tabla 1, como así también los valores de regulación y ajuste de las protecciones a partir de los cuales deberá producirse la conexión o desconexión del generador con la red.

La calidad de la potencia y energía inyectada por el generador deberá responder a la normativa vigente en cuanto a la limitación de la inyección de componente de corriente continua, flicker y/o armónicos.

Para el armónico de orden cero (componente de corriente continua) se establece un valor de corriente continua máxima de 0,5% de la corriente nominal de la salida del inversor.

Para la conexión a la red en paralelo, los equipos que cumplen esta función en el GGER deben estar configurados con los siguientes parámetros, los que serán verificados por la Distribuidora.

Tabla 1: Ajuste de Protecciones

Parámetro	**Umbral de protección**	**Tiempo máximo de actuación**
Sobretensión - nivel 1	Un +10%	1,5 s
Sobretensión - nivel 2	Un +15%	0,2 s
Tensión mínima	Un -15%	1,5s
Frecuencia máxima	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima	48 Hz	3 s
Protección anti-isla	-	5 s

En caso de que la Distribuidora posea o incorpore sobre el alimentador o distribuidor al que se conecta el GGER un dispositivo con recierre automático, en cualquier nivel de tensión, deberá informar de manera fehaciente al GGER el tiempo requerido para coordinar las protecciones con el cual el usuario GGER deberá reajustar los parámetros indicados en Tabla 1.

En caso de que una instalación perturbe el funcionamiento de la red de distribución, incumpliendo los límites de compatibilidad electromagnética o de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto establecido en la normativa aplicable, la Distribuidora deberá comunicar las anomalías al usuario para su resolución y podrá, de acuerdo a la gravedad de la perturbación, exigir la eliminación de las causas en forma inmediata, notificando a la Autoridad de Aplicación de tal situación. Caso contrario, la Distribuidora deberá previamente intimar la regularización de la anomalía en un plazo de diez (10) días hábiles administrativos.

En caso de que se evidencie que la instalación pueda generar un riesgo inminente para las personas o causar daños o impedir el funcionamiento de equipos de terceros, la Distribuidora podrá desconectar inmediatamente dicha instalación de generación, notificando a la Autoridad de Aplicación y al usuario de tal situación.

Una vez subsanadas las deficiencias que causaron la desconexión del usuario, previa verificación por parte de la Distribuidora, ésta debe realizar la reconexión.

El titular de la instalación deberá disponer de un medio de comunicación que permita a la Guardia Operativa de la Distribuidora comunicarse con los responsables del funcionamiento de las instalaciones en cualquier momento.

5.3. Operación bajo contingencia de la red

En caso de falta de una o más fases en el punto de conexión con la red de la Distribuidora, el interruptor del GGER deberá desconectar el aporte de potencia a la red de BT o MT, según el tiempo establecido en la Tabla 1.

El sistema de interconexión Distribuidora – GGER deberá tener la capacidad de resistir la interferencia electromagnética (EMI) del ambiente, de acuerdo a la Norma IEC 61000. La influencia de la EMI no deberá provocar cambios de estado u operación incorrecta del sistema de interconexión.

En caso de que por actuación de cualquiera de las protecciones el GGER se deba desconectar de la red de BT o MT de la Distribuidora, éste podrá volver a conectarse solamente cuando el servicio eléctrico de la Distribuidora, en el punto de conexión, esté

normalizado. Para las instalaciones en MT la reconexión solamente podrá ser realizada con la autorización explícita del Centro de Operaciones de la Distribuidora (COD).

5.4. Límites de potencia para el dimensionamiento del GGER

Para los Usuarios Residenciales, la conexión de la instalación a la red podrá ser una única conexión monofásica, siempre y cuando la potencia inyectada del lado de corriente alterna no supere los cinco kilovatios (5 kW).

Para potencias de generación GGER superior a cinco kilovatios (5 kW), la conexión de la instalación a la red deberá ser exclusivamente trifásica, para estos usuarios el límite máximo de potencia del equipo GGER en el lado de corriente alterna en BT se fija en treinta kilovatios (30 kW). La generación de energía prevista para el GGER Residencial en un período anual no deberá superar la máxima energía anual registrada en los últimos 5 años más un 20% de la misma.

Para los nuevos usuarios de la distribuidora, se considerará la energía proyectada para un año debiendo asumir un factor de utilización del 10%, luego de transcurrido un año de consumo efectivo, el usuario podrá solicitar un aumento de potencia del GGER.

Para los usuarios generales, comerciales, industriales o productivos el límite máximo de potencia del equipo GGER en el lado de corriente alterna en BT será de trescientos kilovatios (300 kW).

La generación de energía prevista para los GGER generales, comerciales, industriales o productivos en un período anual, no deberá superar la máxima energía anual registrada en los últimos cinco (5) años más un 20% de la misma.

Para los nuevos usuarios de la distribuidora, se considerará la energía proyectada para un año, debiendo asumir un factor de utilización del 50%, luego de transcurrido un año de consumo efectivo, el usuario podrá solicitar un aumento de potencia del GGER.

Para las conexiones en MT el límite de potencia del equipo GGER en el lado de corriente alterna será menor o igual que la máxima potencia contratada, no pudiendo alcanzar los 500 kW.

La generación de energía prevista para los GGER conectados en MT en un período anual no deberá superar la máxima energía anual registrada en los últimos cinco (5) años más un 20% de la misma.

Para los nuevos usuarios de la distribuidora, se considerará la energía proyectada para un año debiendo asumir un factor de utilización del 50 %, luego de transcurrido un año

de consumo efectivo, el usuario podrá solicitar un aumento de potencia del GGER.

En caso de incumplimiento en lo referente a la máxima energía generada, en el mes doceavo se realizará el control pertinente y en caso de haberse excedido el valor convenido, se descontará el excedente de la energía generada ese mes.

Por cada matrícula catastral no se podrá instalar más de un GGER monofásico o trifásico. Esto implica que por cada matrícula catastral sólo se podrá solicitar un único punto de medición GGER. Únicamente por razones técnicas aprobadas por la Autoridad de Aplicación, se podrá habilitar más de un punto de medición GGER.

En caso de que el titular de un GGER monofásico desee convertirlo a trifásico, deberá solicitar la correspondiente factibilidad a la Distribuidora como “Aumento de Potencia GGER”. De igual manera, para el caso de que el GGER en BT desee convertirlo en GGER en MT, deberá solicitar la correspondiente factibilidad a la Distribuidora como “Aumento de Potencia GGER”. Simultáneamente con la solicitud de “Aumento de Potencia GGER”, deberá solicitar el Aumento de Potencia del suministro existente a trifásico en BT o MT según corresponda.

Por cada catastro se permitirán ampliaciones sucesivas de potencia del equipo GGER en el lado de corriente alterna, hasta cubrir los límites fijados para cada tipo de usuario, con las correspondientes autorizaciones conforme a lo establecido en el artículo 8° del presente reglamento.

En todos los casos se tendrán en cuenta los puntos 5.6. Condiciones para el acceso de las instalaciones a la red de la Distribuidora y 5.7. Determinación de la potencia máxima disponible de inyección en el punto de conexión.

5.5. Condiciones de puesta a tierra.

La puesta a tierra del GGER no debe alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la Distribuidora. Los sistemas de puesta a tierra de estas instalaciones deben cumplir las reglamentaciones AEA correspondientes.

5.6. Condiciones para el acceso de las instalaciones a la red de la Distribuidora.

Para conceder acceso a la red de distribución, entendido como derecho de uso de la red, se deberá disponer de un punto de conexión con la capacidad necesaria, teniendo en cuenta las instalaciones existentes y las ya comprometidas.

Si la potencia máxima disponible de la red de la Distribuidora en el punto de conexión,

definida y calculada de acuerdo con los criterios establecidos en el punto 5.7 fuera menor que la potencia del GGER, la Distribuidora podrá denegar la solicitud de conexión y determinará los elementos concretos de la red que es necesario modificar, con costos a cargo del GGER. Asimismo, la Distribuidora deberá indicar la potencia máxima disponible sin modificación de la red.

El acceso de la instalación de generación a la red de distribución también podrá ser denegado atendiendo a criterios de seguridad y/o continuidad del suministro.

5.7. Determinación de la potencia máxima disponible de inyección en el punto de conexión.

La potencia máxima disponible se determinará en la forma que a continuación se detalla, según que el punto de conexión se encuentre en una línea de distribución o en un centro de transformación:

Para conexiones en Baja Tensión (BT):

a) Punto de conexión en una línea de distribución: la potencia máxima disponible en dicho punto estará definida en función de la capacidad térmica de diseño de la línea en el punto, menos la suma de las potencias de las instalaciones de generación conectadas o con punto de conexión vigente en dicha línea.
b) Punto de conexión en un centro de transformación: la potencia máxima disponible en dicho punto es la capacidad de transformación instalada, menos la suma de las potencias de las instalaciones de generación conectadas o con punto de conexión vigente en ese centro.

La frontera “Distribuidora-Usuario” es la definida por la norma AEA 92559-3.

Para conexiones en Media Tensión (MT):

a) Solamente se podrán conectar a través de la construcción y puesta en funcionamiento de un nuevo centro de transformación Baja Tensión / Media Tensión (CT BT/MT) a cargo del interesado de conectar un GGER. El transformador elevador a instalar en dicho CT BT/MT deberá tener una potencia nominal normalizada igual o superior a la potencia máxima a inyectar del lado de corriente alterna en BT de dicho transformador, teniendo en cuenta la tensión de la red de MT (13,2 ó 33 kV según corresponda).
b) La medición de la energía entregada a la red por el GGER se hará en MT, siendo responsabilidad del interesado la provisión e instalación del equipo de medición en media tensión en el nivel de tensión acorde a la tensión de

servicio del distribuidor en la que se conectará el GGER y con la relación de los transformadores de corriente (TI) necesaria para la máxima potencia a inyectar a la red. El equipo de medición en MT deberá entregarse al área técnica de la Distribuidora responsable de la verificación de ensayos y calibración de medidores previo a la instalación en el GGER.

La frontera “Distribuidora-Usuario” es el borne de salida del primer elemento de seccionamiento desde el medidor del GGER.

5.8. Elementos de maniobra y protección – accesibilidad.

Las protecciones deberán ser precintadas por la Distribuidora luego de verificar el correcto funcionamiento del sistema de conmutación y protección sobre el equipo generador.

Todos los equipos de medición, protección y control asociados entre el punto de conexión y la medición se deben ubicar en una envolvente independiente instalado en un lugar con acceso para la Distribuidora permanente e irrestricto desde la vía pública.

Se deberá colocar una señal identificatoria y de advertencia -cuyo modelo normalizado será informado por la Distribuidora- en un lugar visible para toda persona que pueda acceder a las partes activas, indicando la existencia de una generación local que inyecta energía a la red.

En caso de que una instalación no supere una verificación, los costos de la nueva verificación y de la subsanación de las deficiencias quedarán a cargo del titular del suministro.

5.8.a. Para GGER fotovoltaico.

5.8.a.1. Para GGER fotovoltaico conectados directamente a la red de la distribuidora.

Este tipo de GGER se conecta a la red a través de la instalación del equipo de medición y conexión (“pilar”) independiente de la acometida del usuario, conforme el Esquema de Conexión en Baja Tensión A.4 de la A.E.A.

Queda prohibida la instalación de sistemas de almacenamiento.

Los equipos de conversión de potencia (inversores electrónicos) a instalar deben ser del tipo interactivo con la red y unidireccional. Estos inversores deben estar certificados conforme a las normas de ensayos IEC 62109-1 e IEC 62109-2 (Safety of power converters for use in photovoltaic power systems) y la norma de ensayo IEC 62116 (Test

procedure of islanding prevention measures).

Toda la instalación eléctrica del GGER debe cumplir los requisitos de seguridad establecidos en AEA 90364-7-712 (o en su defecto la norma IEC 60364-7-712).

En el circuito de generación, hasta el equipo de medición, no se puede conectar ningún elemento de generación distinto al de la instalación autorizada, sólo se puede conectar sistemas asociados al funcionamiento del GGER (v.g. para monitoreo y alarmas).

5.8.a.2. Para GGER fotovoltaico conectado a la instalación interna del Usuario.

En este caso el Usuario se denominará “Prosumidor”, puesto que será productor y consumidor de energía eléctrica en su propia instalación eléctrica interna.

Este tipo de GGER se conecta a la instalación interna del usuario, conforme el Esquema de Conexión A.3 de la A.E.A, con un medidor e inyección dentro de la instalación del Prosumidor.

La conexión se puede realizar en el Tablero Principal o en un Tablero Seccional del Usuario. Se pueden instalar sistemas de almacenamiento.

Para usuarios en media tensión, el usuario deberá consultar con la Distribuidora el esquema de conexión.

Para el sistema fotovoltaico, los equipos de conversión de potencia (inversores electrónicos) a instalar deben ser del tipo interactivo y unidireccional.

Para el sistema de almacenamiento, los equipos de conversión de potencia (inversores-cargadores electrónicos) a instalar deben ser del tipo multiple-modo y bidireccional.

Ambos inversores deben estar certificados conforme a las normas de ensayos IEC 62109-1 e IEC 62109-2 (Safety of power converters for use in photovoltaic power systems) y la IEC 62116 (Test procedure of islanding prevention measures).

Para los equipos de conversión de potencia que permiten la entrada de un sistema fotovoltaico y de un sistema de almacenamiento, valen las certificaciones de las normas IEC mencionadas.

Cuando se instale equipo de conversión de potencia (ECP) que puede operar en modo isla, este equipo debe operar cumpliendo las exigencias de un ECP interactivo con los parámetros de la red y tener activa la protección anti-isla. Cuando se produce un corte de suministro eléctrico, este ECP cambia de modo de funcionamiento a modo isla, es decir, generar tensión en sus bornes de salida (“formando red o grid forming”).

Para evitar aplicar tensión en la red de distribución, se debe instalar un dispositivo de

desconexión principal para modo isla “aguas arriba” de este ECP (puede estar integrado en el ECP). Para las instalaciones eléctricas con esquema de conexión a tierra TT, este dispositivo debe garantizar el lazo de falla para la actuación de los dispositivos diferenciales requeridos.

El dispositivo y la instalación eléctrica del Prosumidor deben verificar los requisitos de seguridad establecidos en la norma IEC 60364-8-82 (Functional aspects - Prosumer's low-voltage electrical installations) o la reglamentación AEA relacionada.

Para los casos de instalaciones eléctricas existentes del usuario o futuras, el COPAIPA establecerá los Requisitos Esenciales de Seguridad para verificar que la instalación pueda funcionar como Prosumidor.

Toda la instalación eléctrica del GGER (sistema fotovoltaico y sistema de almacenamiento) debe cumplir los requisitos de seguridad establecidos en la norma IEC 60364-7-712 o la reglamentación AEA relacionada.

Bajo este esquema la Distribuidora debe instalar un medidor bidireccional con medición efectiva en los cuatro cuadrantes.

5.8.a.3. Protecciones y accesibilidad.

La instalación del GGER debe contar con las siguientes protecciones:

1. Protección contra corriente de fuga: Para el circuito de salida en CA del ECP o de cada ECP (inversor o de cada inversor) según AEA 90364-7-712, se debe instalar en el punto de conexión del Tablero Principal o del Tablero Seccional, un interruptor automático diferencial con sensibilidad de 30 mA (Clase AC o si el fabricante del inversor requiere Clase A o B), con el fin de proteger a las personas en el caso de falla a tierra.

En instalaciones con presencia de personas BA4-BA5 de acuerdo a la norma AEA 90364, en caso de ser necesario, se puede instalar un dispositivo diferencial externo o un módulo diferencial incorporado al interruptor automático con la configuración de disparo (corriente/tiempo) requerida.

En caso que el GGER (mayor a 50 kW) disponga de un cerramiento perimetral con acceso autorizado sólo a personas BA4-BA5, garantizado fehacientemente por el usuario, se puede considerar otras medidas de protección contra contactos indirectos en la instalación de BT, según la reglamentación indicada en el punto 5.10.

En caso que el GGER tenga instalaciones de MT, las medidas de protección y los requisitos de las personas que acceden a la instalación, deben cumplir con las

reglamentaciones AEA indicadas en el punto 5.10.

2. Protección contra sobreintensidad: Para el circuito de salida en CA del ECP o de cada ECP (inversor o de cada inversor) según AEA 90364-7-712, se debe instalar en el punto de conexión del Tablero Principal o del Tablero Seccional, un interruptor automático adecuado para el cable y la potencia de salida del inversor, con la capacidad de ruptura de cortocircuito mayor a la indicada por la Distribuidora en el punto de conexión y la potencia de cortocircuito que puede producir el inversor.

En caso que el GGER disponga de transformador elevador BT/MT, el tablero conectado a los bornes B.T. del mismo, se considerará como Tablero Principal BT y el dispositivo o tablero conectado al equipo de medición, se considera como Tablero Principal MT. Las medidas de protección en las instalaciones de MT deben cumplir con las reglamentaciones indicadas en el punto 5.10.

Todos los tipos ECPs (inversores) deben estar provistos con dispositivos de operación manual que permita el seccionamiento en la entrada (lado de CC) y en la salida (lado de CA), externo al ECP. Se debe colocar leyenda para informar la función de cada dispositivo, la condición de presencia de tensión e instrucciones para trabajar sin presencia de tensión.

5.8.b. Para GGER de otras fuentes renovables.

Este tipo de GGER se puede conectar a la red de la Distribuidora a través de dos tipos de conexión:

5.8.b.1. Para GGER de otras fuentes renovables conectados directamente a la red de la distribuidora.

Este tipo de GGER se conecta a la red a través de la instalación del equipo de medición y conexión (“pilar”) independiente de la acometida del Usuario. No se pueden instalar sistemas de almacenamiento.

5.8.b.2. Para GGER de otras fuentes renovables conectado a la instalación interna del Usuario.

En este caso el usuario se denominará “Prosumidor”, puesto que será productor y consumidor de energía eléctrica en su propia instalación eléctrica interna.

Este tipo de GGER se conecta a la instalación interna del usuario. La conexión se puede realizar en el Tablero Principal o en un Tablero Seccional del Usuario. Se pueden instalar sistemas de almacenamiento.

Las fuentes que requieren máquinas rotativas deben verificar las series de normas IEC correspondientes a estos equipos. Estas máquinas deben estar controladas y protegidas por dispositivos diferenciales con funciones específicas ANSI/IEEE para generadores que deben estar conectados en paralelo y para funcionamiento en modo isla.

En modo isla, para evitar aplicar tensión en la red de distribución, se debe instalar un dispositivo de desconexión principal para este modo. Para las instalaciones eléctricas con esquema de conexión a tierra TT, este dispositivo debe garantizar el lazo de falla para la actuación de los dispositivos diferenciales requeridos.

Este dispositivo y la instalación eléctrica del Prosumidor, deben verificar los requisitos de seguridad establecidos en la norma IEC 60364-8-82 (Functional aspects - Prosumer's low-voltage electrical installations) o la reglamentación AEA relacionada. Para los casos de instalaciones eléctricas existentes del usuario o futuras, el COPAIPA establecerá los Requisitos Esenciales de Seguridad para verificar que la instalación pueda funcionar como Prosumidor.

En todos los casos se debe garantizar la protección contra contacto directo y contacto indirecto de la instalación eléctrica conforme a la reglamentación AEA correspondiente. Además, debe estar provisto con sistema de alarmas de fallas que emita esta información de manera instantánea al operador y/o al usuario.

Por seguridad, estos equipos de generación deben estar emplazados en recintos con acceso restringido, sólo autorizados para personas BA4 - BA5 de acuerdo a la norma AEA 90364.

5.9. Sanciones.

Para los GGER serán aplicables las tolerancias y sanciones especificadas en las Bases Metodológicas de Control de Calidad de Producto y Servicio Técnico vigentes al momento de la medición en el punto de conexión.

En caso de que el GGER supere durante seis (6) meses consecutivos las tolerancias aplicables de acuerdo a las Bases Metodológicas de Control de Calidad, sea en los niveles de tensión y/o interrupciones que afecten el normal servicio de la Distribuidora, ésta deberá informar al usuario tal situación y podrá requerir la resolución de la situación conforme los tiempos establecidos en el punto 5.2, siendo aplicables las multas y sanciones previstas en las Bases Metodológicas de Control de Calidad de Producto y Servicio Técnico.

5.10. Consideraciones generales.

Los requisitos de seguridad de las instalaciones de corrientes alternas y de corrientes continuas de estos sistemas deben estar conforme a las normativas vigentes de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA), según lo establecido en el art. 1º de la Ley provincial Nº 7469 y verificadas por el Consejo Profesional de Agrimensores, Ingenieros y Profesiones Afines (COPAIPA), a las normativas de la Empresa Distribuidora y a las reglas del buen arte en el diseño de las instalaciones de BT y MT.

Dada la evolución tecnológica permanente en estos sistemas de generación, este Procedimiento Técnico sólo busca fijar los estándares mínimos de seguridad a los dispositivos a utilizar.

Configuración de conexión y medida

Art. 6° - Equipo de Medición a instalar.

Para las conexiones realizadas de acuerdo al 5.8.a.1 y 5.8.b.1, la Distribuidora deberá instalar un medidor independiente para el GGER, conservándose el medidor de consumo del usuario.

Para las conexiones realizadas de acuerdo al 5.8.a.2 y 5.8.b.2, la Distribuidora deberá verificar previo a la Puesta en Marcha del GGER la instalación de un medidor bidireccional que registre el intercambio de energía con la red de distribución. Previo a la instalación de este medidor, el usuario interesado deberá presentar el Certificado de Aptitud Eléctrica de su instalación eléctrica interna firmado por profesional matriculado con incumbencia, visado por el Consejo o Colegio Revisor, en todo de acuerdo a la normativa AEA 90364.

CAPITULO III

Condiciones de Contratación

Art. 7° - No requiere reglamentación.

Art. 8º. Descripción del Procedimiento.

8.1. Factibilidad Técnica y Comercial de conexión.

8.1.1. Solicitud de Factibilidad Técnica y Comercial.

Ante la solicitud presentada a la Distribuidora por un usuario interesado en la generación de energía eléctrica en paralelo con la red de la misma, ésta asesorará preliminarmente al mismo y hará entrega de una copia del presente Reglamento para la conexión de los GGER, que fija las condiciones técnicas y comerciales de dicho requerimiento.

El Usuario deberá presentar por escrito a la Distribuidora una Solicitud de Factibilidad Técnica y Comercial de Balance Neto (] 1), adjuntando, en carácter de declaración jurada, la información debidamente cumplimentada, requerida en dicha solicitud que forma parte de este Reglamento.

La declaración jurada deberá instrumentarse por nota formal, con membrete de la Sociedad (en caso de empresas) y estará firmada por su representante legal o titular del suministro.

La Distribuidora debe informar el inicio del trámite, mediante correo electrónico, al Ente Regulador de los Servicios Públicos y a la Secretaría de Minería y Energía de Salta, remitiendo copia de la SOLICITUD DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y COMERCIAL DE BALANCE NETO recibido.

8.1.2. Emisión de la Factibilidad Técnica y Comercial.

Una vez ingresada la Solicitud de Factibilidad Técnica y Comercial a la Distribuidora, la misma generará un expediente y deberá formalizar la respuesta por escrito en un plazo máximo de 15 (quince) días hábiles contados desde el momento en que el usuario presentó la solicitud formal, acerca de las condiciones bajo las cuales podrá acceder al requerimiento de generación en paralelo. El plazo de 15 (quince) días estipulado podrá ampliarse bajo circunstancias que lo justifiquen.

La Factibilidad Técnica y Comercial que se brinde tendrá una vigencia máxima de 6 (seis) meses, contados a partir de la notificación al usuario. Junto al informe de factibilidad, la Distribuidora comunicará al usuario, y ampliará en caso de ser necesario, los requerimientos técnicos contenidos en el Procedimiento Técnico para la conexión de GGER, que le permitirá operar el generador.

8.1.3. Habilitación Ambiental.

El usuario interesado deberá consultar por escrito ante la Secretaría de Minería y Energía la documentación que deberá presentar, en cumplimiento de la normativa ambiental aplicable, para obtener la habilitación ambiental en conformidad con lo establecido en la Ley Nº 7.070 de Protección Ambiental. Para ello deberá presentar una nota adjuntando una copia de la Solicitud de Factibilidad Técnica y Comercial, copia de

la respuesta formalizada por la Distribuidora y una breve Memoria Descriptiva del Proyecto.

Quedan exceptuadas de esta presentación los proyectos fotovoltaicos que serán instalados sobre construcciones edilicias existentes.

8.1.4. Aceptación de las condiciones de la Factibilidad Técnica y Comercial.

Si el usuario acepta las condiciones explicitadas por la Distribuidora para satisfacer la solicitud, deberá dar cumplimiento a lo indicado en 8.2 para la instalación de GGER en paralelo con la red de la Distribuidora, conectado directamente a dicha red o bien a la instalación interna del usuario.

En caso contrario, deberá comunicarlo a la misma por medio fehaciente.

8.2. Conexión del GGER.

8.2.1. Presentación del Proyecto Ejecutivo para el previsado.

El usuario deberá presentar a la Distribuidora dos copias con la carátula “Proyecto Ejecutivo” (una de ellas en formato digital), ambas copias deben poseer la misma documentación técnica, para el previsado de la documentación.

El “profesional interviniente”, responsable de la elaboración del Proyecto Ejecutivo, debe realizar las consultas previas tanto en la Distribuidora como en el COPAIPA.

La documentación del “Proyecto Ejecutivo” debe contener, como mínimo, la siguiente información:

Cédula Parcelaria de antigüedad no mayor a 30 días de la fecha de presentación del proyecto.

a) Memoria descriptiva.

b) Esquema unifilar eléctrico.

c) Planos de planta.

d) Detalle de la totalidad del equipamiento a instalar, el cual debe responder estrictamente a lo definido en el Procedimiento Técnico para la conexión de los GGER.

e) Planillas de datos técnicos garantizados previstos utilizar en la instalación de GGER en la red de la Distribuidora, con los valores garantizados, debidamente certificados.

f) Provisión de los modelos de control y automatismos del generador, como así también todas las especificaciones técnicas relevantes del propio generador y del equipo de sincronización (se exceptúa a los generadores fotovoltaicos y eólicos).

g) Certificado emitido por un Organismo de Certificación autorizado a nivel nacional o internacional. Este Organismo debe ser independiente y en el certificado deberá constar la norma de ensayo que garantiza la condición de seguridad y funcionamiento requerida para el equipamiento que se instalará.

h) Copia de la documentación que acredite la tramitación de las habilitaciones ambientales que correspondan.

Las características técnicas que deberá cumplir todo el equipamiento de maniobra, protección, señalización y comunicación responderá a las Especificaciones Técnicas y Normas (ETN) vigentes en la Distribuidora.

Toda esta documentación será adjuntada al expediente generado según el apartado 8.2.1.

La Distribuidora realizará el estudio del Proyecto Ejecutivo presentado por el Usuario para su previsado.

8.2.2. Proceso de previsado del Proyecto Ejecutivo

La Distribuidora otorgará el resultado del previsado al usuario dentro de los 15 (quince) días corridos, a contar desde la recepción del Proyecto Ejecutivo del punto anterior.

Si el resultado del previsado del proyecto ejecutivo tuviera observaciones, el Usuario deberá presentarlo nuevamente con los replanteos solicitados hasta obtener la aprobación del previsado del Proyecto Ejecutivo por parte de la Distribuidora.

8.2.3. Presentación ante el COPAIPA.

El Proyecto Ejecutivo con el previsado aprobado por la Distribuidora, deberá ser presentado por el profesional interviniente ante el COPAIPA, conforme al Art. 5º del Decreto Nº 3473/07, para la verificación de la normativa técnica establecida en el Art. 1º de la Ley Provincial Nº 7469.

8.2.4. Aprobación del Proyecto Ejecutivo.

Luego de la verificación realizada por el COPAIPA, el Proyecto Ejecutivo deberá ser presentado nuevamente ante la Distribuidora para su codificación, adjuntando la cantidad de copias necesarias indicadas en el Certificado de Factibilidad Técnica emitido oportunamente.

El Proyecto Ejecutivo codificado por la Distribuidora será enviado a la Secretaría de Minería y Energía de la Provincia para su intervención técnico – administrativa, para obtener dictamen. Luego, ésta lo remitirá al Ente Regulador de los Servicios Públicos

(ENRESP). Con el dictamen favorable de ambos Organismos Públicos, el Directorio del ENRESP emitirá una Resolución y el usuario deberá proceder, junto con la Distribuidora, a la firma de un Acta de Inicio de la obra necesaria para la ejecución del Proyecto GGER en cuestión.

En esta Acta se dejará expresamente establecido:

- El compromiso del usuario de cumplimentar las obligaciones dispuestas en el presente Reglamento, y en particular, en la documentación técnica mencionada en el punto 8.2.1., aprobada por la Distribuidora.
- El compromiso del usuario de afrontar los costos de las obras necesarias en la red de la Distribuidora, si correspondieran, y la efectiva conexión del GGER a la red de la Distribuidora.
- El plazo para la ejecución del proyecto y la efectiva conexión del GGER a la red de la Distribuidora, establecido de común acuerdo entre las partes firmantes del Acta.
- El compromiso del usuario de abonar los cargos de habilitación y de inspección técnica establecidos en el punto 8.3.
- El compromiso del usuario de permitir el libre acceso al personal de la Distribuidora a las instalaciones correspondientes al GGER en ocasión de las inspecciones técnicas que resulten necesarias a criterio de esta última.
- El límite de responsabilidad de la frontera GGER - Distribuidora establecidos en el punto 5.8.a.

Luego de firmada el Acta, el usuario estará en condiciones de adquirir el equipamiento aprobado, la mano de obra asociada e iniciar la obra.

8.2.5. Finalizado el montaje del equipamiento y previa comunicación fehaciente por parte del usuario a la Distribuidora, ésta realizará, en un plazo máximo de treinta (30) días corridos, la inspección y ensayos de puesta en servicio que consistirá en la verificación de los equipos instalados y el cumplimiento de los requisitos de funcionamiento exigibles en el Procedimiento Técnico para la conexión de grupos GGER.

8.2.6. Aprobada la inspección definitiva y ensayos de puesta en servicio, el usuario deberá:

a) Enviar la “Documentación Conforme a Obra” a la Distribuidora, en formato impreso y digital;

b) Informar a la Distribuidora en forma fehaciente los siguientes datos:

- Titular del Suministro del GGER.
- Nombre y apellido del Responsable Operativo.
- Domicilio.
- Número de teléfono fijo.
- Número de teléfono celular.
- Dirección de correo electrónico.

c) Pagar el cargo de la Habilitación e Inspección Técnica, según el punto 8.3.

8.2.7. Cumplido lo indicado en 8.2.6. a), b) y c), la Distribuidora generará las Órdenes de Servicio necesarias para la conexión del equipo de medición que corresponda, dando de alta el punto de medición en el sistema informático de la Distribuidora para los fines de medición y facturación. A partir de ese momento la operación y despacho del generador responderá a las premisas dispuestas en el presente Procedimiento Técnico para la conexión de GGER.

8.2.8. El usuario será responsable de las tareas y los costos de mantenimiento de las instalaciones previstas en el Procedimiento Técnico para la conexión de grupos GGER. No obstante, la Distribuidora podrá verificar, a su cargo, periódicamente en jurisdicción del usuario, el cumplimiento de los requisitos de funcionamiento previstos en el presente Procedimiento Técnico para la conexión de grupos GGER.

8.3. Cargos de Habilitación y de Inspección Técnica.

Antes de la conexión del GGER en paralelo con la red de la Distribuidora, descripto en el punto 8.2.7, el usuario deberá abonar a la Distribuidora los cargos de habilitación y de inspección técnica vigentes, para acogerse a la modalidad de Balance Neto de Energía. La Distribuidora podrá realizar inspecciones técnicas cuando lo considere oportuno sin que ello genere un costo para el usuario.

Los mencionados cargos se calcularán de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Cargo por habilitación:

(CVADBT * Potencia instalada + GCBT)/0,9248

Cargo por Inspección técnica:

(CVADBT * Potencia instalada/12*6)/0,9248

Donde:

CVADBT es el VAD de la Distribuidora en Baja Tensión

Potencia Instalada: es la potencia instalada y conectada a la red mediante GGER

GCBT: gasto comercial mensual de la Distribuidora en BT

8.4. Aporte de materiales y mano de obra por parte del Usuario.

La totalidad de los materiales, equipamiento y mano de obra necesarios para cumplir con los requisitos fijados en el Procedimiento Técnico para la conexión de GGER, como así también el costo de la totalidad de los ensayos y puesta en servicio realizados por la Distribuidora, serán a exclusivo cargo, costo y riesgo del usuario y sin derecho a reintegro alguno.

8.5. Relación comercial con el Usuario.

La relación comercial entre el usuario y la Distribuidora será, como es habitual, la dispuesta por el Contrato de Concesión, el Régimen de Suministro, el Régimen Tarifario, sus modificatorias si las hubiere, el presente Reglamento y demás reglamentos vigentes para la actividad de la Distribuidora.

La tarifa que se reconocerá a los Usuarios por los excedentes generados será la definida en el Cuadro Tarifario vigente como “Tarifas Balance Neto”.

La “Tarifa PR - T1 Prosumidores” de consumo, especificada en el Cuadro Tarifario vigente, se aplicará a usuarios de Pequeñas Demandas Residenciales (< 10kW) con suministros en baja tensión que cuenten con GGER.

8.6. Responsabilidades.

Cualquier inconveniente y/o daños y/o perjuicios y/o accidentes y/o cualquier otro siniestro que se puedan ocasionar, sea a la Distribuidora, a terceros o al mismo Usuario, por inobservancia de los requisitos reglamentarios, informativos, técnicos y/o comerciales expuestos en el presente Reglamento, deberán ser afrontados por el usuario, deslindando de toda responsabilidad a la Distribuidora a la cual se le deberá garantizar absoluta indemnidad en tal sentido.

También el usuario se obliga a resarcir a la Distribuidora por los inconvenientes que pudieran surgir como consecuencia de la mala calidad de la potencia inyectada, fijada en el Procedimiento Técnico para la conexión de grupos GGER, o por la energía no suministrada por la Distribuidora que pudiera ser consecuencia directa de una falla ocasionada por el GGER en paralelo con la red de la Distribuidora.

En caso de detectarse fraudes, tanto en la provisión de energía hacia la red como en los elementos de medición y registro, el usuario se hará pasible de la aplicación de las multas y sanciones previstas en el Contrato de Concesión, Régimen de Suministro, Régimen Tarifario y sus modificatorias y demás reglamentos vigente para la operatoria de la Distribuidora, sin perjuicio de las acciones legales correspondientes.

El titular del suministro y/o los encargados de la operación deberán asistir, de manera obligatoria y previa a la conexión del GGER en paralelo con la red, a una charla de seguridad dictada por la Distribuidora.

CAPITULO IV

Generación de la energía

Art. 9° - 9.1. Tarifa Balance Neto Energías renovables.

9.1.1 Precio de la energía generada.

La Distribuidora deberá abonar al usuario acogido a esta modalidad, la generación de energía o excedente de generación - según corresponda- de acuerdo a las tarifas publicadas en el cuadro tarifario como “Tarifa Balance Neto”, calculadas como:

T_BN_SOL = PROM_SOL X FCCR_SOL

T_BN_BIO = PROM_BIO X FCCR_BIO

T_BN_EOL = PROM_EOL X FCCR_EOL

T_BN_HID = PROM_HID X FCCR_HID

Donde:

PROM_SOL, PROM_BIO, PROM_EOL y PROM_HID están establecidas como promedio en $USD de las ofertas recibidas en el proceso de convocatoria abierta nacional e internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación x Cotización del $USD a la fecha de inicio del trimestre x Factor de corrección.

y

FCCR_SOL, FCCR_BIO, FCCR_EOL y FCCR_HID. Estos factores de corrección tienen la finalidad de corregir los valores obtenidos en caso de que, realizando una comparación con otras tarifas para el mismo tipo de energía, se

detecte que los precios así calculados no son razonables con respecto a los del mercado, ya sea en más o en menos.

El ENRESP calculará y aprobará las tarifas para energías renovables con la periodicidad que se aprueben y publiquen los Cuadros Tarifarios del servicio de provisión de energía eléctrica.

Los factores de corrección se utilizarán solamente en caso de que el área competente lo considere necesario, y con la finalidad de que los precios que se abonen para este tipo de energías sean acordes con los precios que se abonen en el mercado para generaciones de igual tipo y origen.

La misma fórmula se utilizará para los distintos tipos de energía, pero considerando el precio promedio para el tipo de energía de que se trate.

Estas tarifas se aplicarán sin perjuicio de los cargos fijos y cargos por potencia (cargo por máxima capacidad de suministro contratada y cargo por capacidad de suministro contratada en horas de punta) que deba abonar el Usuario a la Distribuidora según su categoría tarifaria y el nivel de tensión de la conexión (BT o MT).

9.1.2 Los montos y volúmenes abonados por la Distribuidora, a cada usuario acogido a la modalidad de balance neto, serán trasladados trimestralmente al Cuadro Tarifario, en concepto de costo de abastecimiento, y serán parte del precio de compra de la energía a trasladar a los cargos variables de cada categoría tarifaria.

9.1.3 Dichos gasto se trasladará trimestralmente al Cuadro Tarifario en función del costo real abonado por la Distribuidora a los usuarios acogidos a la modalidad de Balance Neto en el trimestre n-1, para lo cual la Distribuidora deberá presentar al ENRESP toda la documentación respaldatoria. Asimismo, trimestralmente se deberán determinar los porcentajes de participación de cada una de las fuentes de abastecimiento de la Distribuidora sobre el total de la generación (en función de los volúmenes de compra y los de generación propia).

9.2. Compensaciones o pagos al Usuario por cesión de energía.

Siempre que el GGER cumpla con toda la normativa vigente, la Distribuidora deberá comprar la energía generada entregada por el GGER.

Para las conexiones realizadas de acuerdo al 5.8.a.1 y 5.8.b.1, las compensaciones o pagos que correspondieren en ambos sentidos, serán pactados por las partes de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Desde la puesta en marcha del GGER, se efectuarán mensualmente las compensaciones entre la energía generada y la energía consumida por el usuario. La energía consumida por el Usuario será compensada con la energía generada por su GGER según la categoría tarifaria de consumo del Usuario, de acuerdo al cuadro tarifario vigente al momento de la compensación y, en caso de corresponder, considerando las bandas horarias correspondientes conforme la Resolución SE 326/94.

   El saldo de energía (Balance Neto) será facturado de acuerdo al siguiente esquema:

   1. Si el saldo de energía es a favor del Usuario (la energía generada es mayor que la energía consumida) este excedente será valorizado a la tarifa establecida en el punto 9.1.1. El monto así resultante será considerado un crédito a favor del usuario y podrá ser abonado por la Distribuidora por pedido del GGER o quedar como crédito a favor del usuario en su cuenta corriente para compensar con deudas actuales o futuras. Este crédito quedará registrado en la factura del NIS de consumo del GGER, la que deberá ser abonada, de corresponder, con todos los cargos de la categoría tarifaria del Usuario, de acuerdo a los plazos establecidos en el Contrato de Concesión y Régimen de Suministro de Energía Eléctrica para los Servicios Prestados por EDESA SA.
   2. Si el saldo de energía es a favor de la Distribuidora (la energía generada es menor que la energía consumida), en la factura del NIS de consumo del GGER se descontará la energía generada de la consumida y el usuario deberá abonar la factura con todos los cargos de su categoría tarifaria, incluyendo la energía consumida y no compensada, de acuerdo a los plazos establecidos en el Contrato de Concesión y Régimen de Suministro de Energía Eléctrica para los Servicios Prestados por EDESA SA.

Para las conexiones realizadas de acuerdo al 5.8.a.2 y 5.8.b.2 con medidor bidireccional, se facturará al usuario la energía entrante al suministro, de ser distinta de cero, a la categoría tarifaria que le corresponda para los consumos y la energía saliente, de existir excedente de generación volcada a la red de la Distribuidora, será valorizada de acuerdo a lo definido en el Cuadro Tarifario vigente como “Tarifas Balance Neto”. Este valor se reflejará como un crédito en la factura del NIS de consumo del GGER, la que deberá ser abonada, de corresponder, con todos los cargos de la categoría tarifaria del usuario, de acuerdo a los plazos establecidos en el Contrato de Concesión y

Régimen de Suministro de Energía Eléctrica para los Servicios Prestados por EDESA S.A.

Art. 10° - Datos de la cuenta del Usuario acogido a la modalidad de balance neto.

10.1 Registro en la base de datos de la Distribuidora.

La Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica deberá identificar al usuario GGER conectado a la red de la distribuidora o conectado a la instalación interna del Usuario, según corresponda. Llevará para cada Usuario acogido a la modalidad de balance neto, una cuenta individual donde consten las transacciones económicas realizadas, la energía generada y consumida y los saldos en pesos y energía de cada período debiendo reflejar los siguientes datos:

- Número de NIS GGER.
- Potencia Contratada a la Distribuidora (kW).
- Tarifa.
- Fecha de alta del Usuario acogido a la modalidad de Balance Neto.
- Fecha de entrada en servicio del GGER.
- Disponibilidad de potencia a inyectar por el GGER bajo la modalidad de Balance Neto (kW).
- Tipo de fuente renovable utilizada para la generación.

Asimismo, para cada mes, deberá registrarlos siguientes datos:

- Energía consumida de la red de la Distribuidora discriminada por bandas horarias en caso de corresponder.
- Monto en pesos (Neto de Impuestos y con Impuestos).
- Energía generada discriminada por bandas horarias en caso de corresponder.
- Monto en pesos (Neto de Impuestos y con Impuestos).
- Saldo de energía (Balance Neto) en kWh.
- Crédito en pesos (Neto de Impuestos y con Impuestos).
- Saldo acumulado.

10.2 Facturas - Información a consignar en las mismas.

Mensualmente la Distribuidora deberá reflejar en la factura que emita al usuario GGER, o en un documento que se adjunte a la misma:

- Número de NIS GGER.
- Tarifa.

- Disponibilidad de potencia a inyectar por el GGER bajo la modalidad de Balance Neto (kW).
- Tipo de fuente renovable utilizada para la generación.
- Energía consumida de la red de la distribuidora discriminada por bandas horarias en caso de corresponder.
- Monto en pesos (Neto de Impuestos y con Impuestos).
- Energía generada discriminada por bandas horarias en caso de corresponder
- Monto en pesos (Neto de Impuestos y con Impuestos).
- Saldo de energía (Balance Neto) en kWh.
- Crédito en pesos (Neto de Impuestos y con Impuestos).
- Saldo acumulado.

Art. 11° - No requiere reglamentación.

Art. 12° - 12.1. Límite total de generación.

Se establece que el cupo máximo de generación bajo la modalidad establecida en la Ley 7824 y el presente Reglamento será de 10 MW en toda la Provincia.

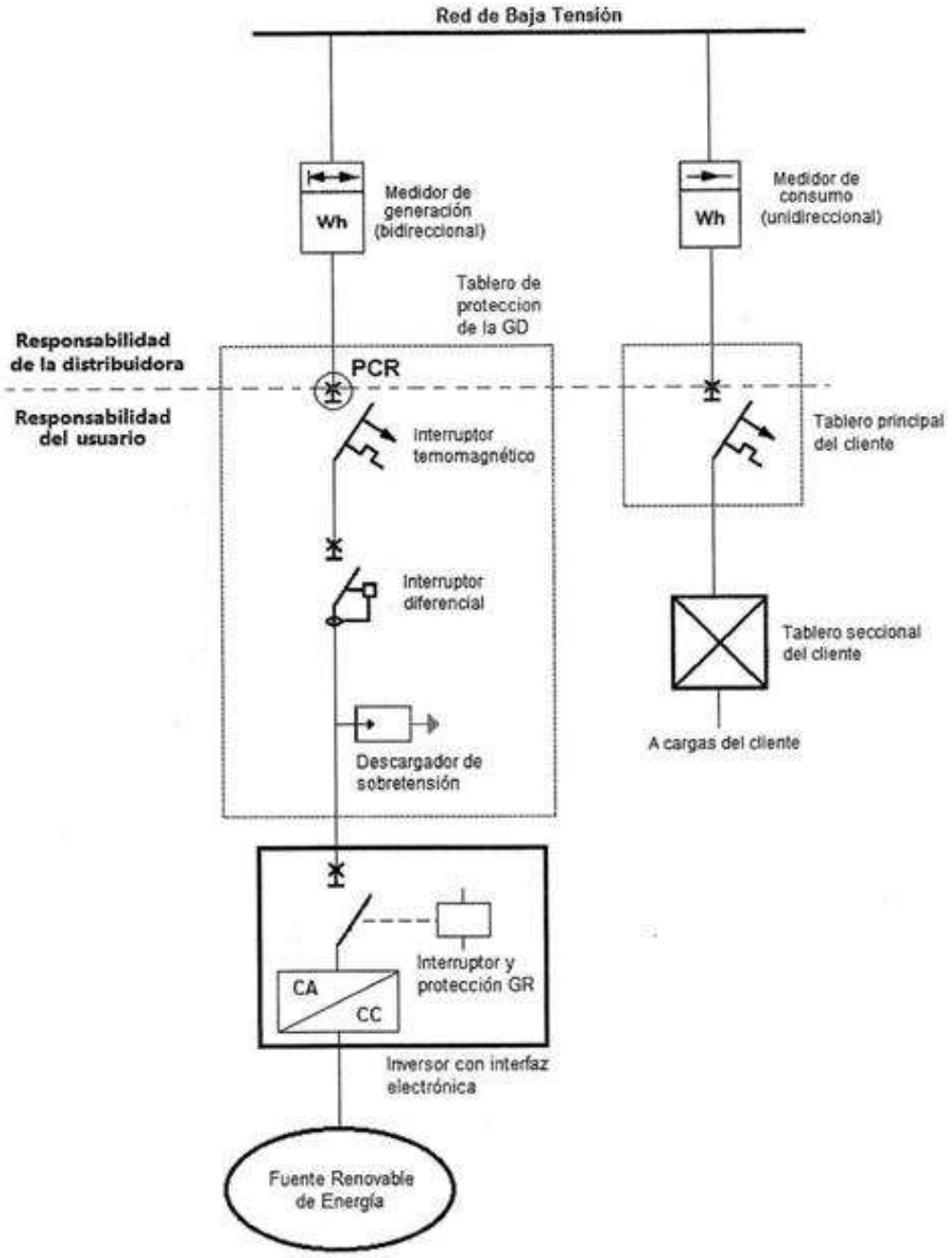
Este cupo podrá ser modificado anualmente en forma conjunta entre la Secretaría de Minería y Energía de la Provincia y el ENRESP, considerando para ello los fondos disponibles para fomentar este tipo de inversiones y, al tratarse de un costo de abastecimiento, su impacto en la tarifa de los Usuarios de la Distribuidora de Energía Eléctrica.

Esquema de Conexión en Baja Tensión A.4 de la AEA

Esquema A.4

Esquema de conexión con dos medidores, empleando acometidas independientes e inyección directa a la Red de Baja Tensión.

Este ejemplo emplea un inversor CC/CA con interfaz electrónica que integra el Interruptor y la Protección GR.



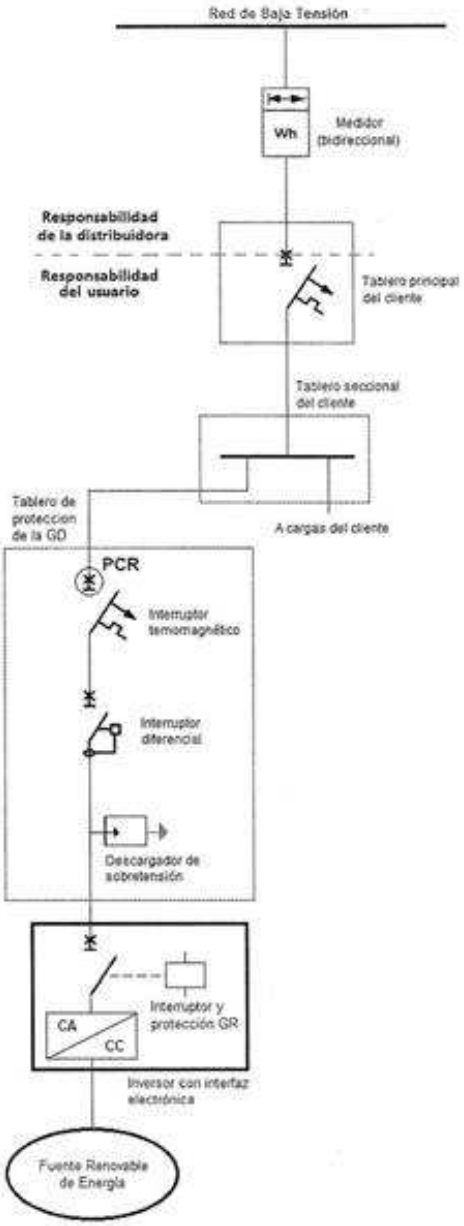
Esquema de Conexión A.3 de la A.E.A

Con un medidor e inyección dentro de la instalación del Prosumidor.

Esquema A.3

Esquema de conexión con un medidor e inyección dentro de la instalación del prosumidor.

Este ejemplo emplea un inversor CC/CA con interfaz electrónica que integra el Interruptor y la Protección GR.



SOLICITUD DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y COMERCIAL DE BALANCE NETO

Datos del Usuario o Razón Social del Solicitante		
Persona humana o representante legal	**Nombre completo**	
	D.N.I.	
Persona jurídica (si corresponde)	**Razón Social**	
	C.U.I.T.	
Datos de Contacto	**Nombre completo**	
	Teléfono / celular	
	Mail	
Datos del Titular Cliente de la Distribuidora		
Persona humana	**Nombre completo**	
	D.N.I.	
Persona jurídica (si corresponde)	**Razón Social**	
	C.U.I.T.	
	Número de NIS[1]	
Datos del Titular del Inmueble		
	Catastro Nº	
Persona humana o representante legal	**Nombre completo**	
	D.N.I.	
Persona jurídica (si corresponde)	**Razón Social**	
	C.U.I.T.	
Datos del Lugar de Instalación		
Dirección de la instalación	**Catastro Nº**	
	Calle, número	
	Ciudad/Municipio	
	Departamento	
	Coordenadas geográficas	**Latitud: º ´ ” S** **Longitud: º ´ ” O**
Características del Equipamiento de Generación Eléctrica conectada en Paralelo con la Red		
Tecnología del GGER:	**□ A. Sistemas fotovoltaicos** **□ B. Sistemas eólicos** **□ C. Sistemas de biomasa** **□ D. Sistemas hidráulicos**	
Nivel de Tensión de la Conexión	**□ A. Monofásica Baja Tensión (220 V)** **□ B. Trifásica Baja Tensión (380 V)** **□ C. Media Tensión (□ 13.200 V / □ 33.000 V)**	
Modalidad de Conexión del GGER	**□ A. Independiente de la instalación eléctrica interna, directamente conectado a la red de la Distribuidora.** **□ B. Conexión a la instalación interna (autoconsumo) SIN almacenamiento** **□ C. Conexión a la instalación interna (autoconsumo) CON almacenamiento**	
Potencia efectiva a plena carga	**kW inyectados en el lado de Corriente Alterna**	
Fecha prevista de entrada en servicio		

Lugar y fecha	**Firma del Solicitante**

SARAVIA Carlos Humberto

Firmado digitalmente por SARAVIA Carlos Humberto
Fecha: 2025.01.20 11:26:07 -03'00'