

Análisis de impactos de la reforma a las DACG en materia de GD

Modelos energéticos comunitarios y cooperativos

El 28 de octubre de 2022 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ingresó ante la Comisión de Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) un Anteproyecto con las disposiciones administrativas de carácter general en materia de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida (en adelante el Anteproyecto). Este es un análisis del Anteproyecto con enfoque en las implicaciones en modelos energéticos comunitarios y cooperativos en México.

Si bien actualmente no existen en funcionamiento cooperativas de venta de energía o sistemas de gestión de energía comunitarios con base de generación distribuida de electricidad, sí existen proyectos piloto e iniciativas que consideran las formas de organización social en el país y sus necesidades y posibilidades en torno a la energía. Estos esfuerzos desde la sociedad civil, comunidades y gobiernos locales y federal están gestando formas innovadoras de propiedad, gobernanza y participación de las comunidades en proyectos de energía sustentable de distintas escalas. Por mencionar algunos de estos modelos se encuentran 4 tipos de cooperativas: cooperativas de autoconsumo de energía, cooperativas de producción y venta, cooperativas de financiamiento de proyectos de energías sustentable, y cooperativas deservicios de asesoría para ahorro de energía (ESCO por sus siglas en inglés), además de modelos de generación solar distribuida en tierras ejidales o comunales con venta total de energía, microrredes comunitarias de energía con fuentes renovables, entre otras. En este análisis se considera la energía de fuentes renovables, como solar fotovoltaica, micro hidroeléctrica, micro eólica.

Estos modelos utilizan la modalidad de Generación Distribuida (GD) individual, así que el anuncio de un esquema colectivo posibilitaría la diversificación de los modelos, al permitir asociar distintos usuarios a un mismo proyecto y para distintos fines (venta y autoconsumo, por ejemplo) que hasta ahora no se había planteado en los modelos comunitarios de energía porque la regulación no permitía la Generación Distribuida Colectiva (GDC). Es decir, que la regulación permita la entrega de energía para las actividades de una empresa comunitaria o cooperativa, pero también a los hogares de sus miembros abriría la puerta a la diversificación de modelos y el impulso a proyectos con base en intereses comunes y principios de solidaridad.

A finales de 2019 la CRE aprobó el “Acuerdo por el que la CRE emite la metodología de contraprestación colectiva que aplicará el suministrador de servicios básicos por la energía eléctrica que ofrezcan los generadores exentos a más de un centro de carga”, pero no se dio su publicación en el Diario oficial de la Federación (DOF). En el presente Anteproyecto se retoman algunos de los aspectos de ese Acuerdo.

Así la definición de la Generación Distribuida Colectiva (GDC) es crucial para darle viabilidad y certeza a nuevos modelos comunitarios y cooperativos más en el país, y es un elemento clave para posibilitar una Transición Energética Justa y un desarrollo económico bajo en carbono, pero dictada desde las poblaciones, comunidades y ciudadanos. **Desafortunadamente como está planteado en el Anteproyecto no es adecuado para lograrlo, y genera incertidumbre para los proyectos piloto actuales,** por lo que se invita a que sea revisado y ajustado en un proceso colectivo de opinión y construcción con actores interesados.

Se analizan distintas aristas del Anteproyecto, comparándolo con el Acuerdo de 2019 en lo que corresponde, y analizando las posibles implicaciones considerando el contexto de realidad social, comercial y cultural donde se expresarán estos modelos. **El Anteproyecto está actualmente en consulta pública (bajo el número 54262) y el plazo para recibir comentarios es el próximo lunes 28 de noviembre de 2022.** Por lo que se presenta este análisis con el objetivo de generar una reflexión de la

utilidad y potencial que esta regulación representa, y hacer propuestas de mejora desde el ámbito público, privado y social.

I. ¿Qué dice el Anteproyecto de DACG sobre GD Colectiva? ¿Qué cambia?

En el Anteproyecto se define a la Generación Distribuida Colectiva de la siguiente manera:

Capítulo VI. Esquema de Generación Distribuida Colectiva

6.1 Condiciones generales

Bajo el Esquema Colectivo, la **energía eléctrica** generada por la Central Eléctrica de Generación Distribuida **se entrega** a las Redes Generales de Distribución y **se asigna** en términos del régimen de Medición Neta de Energía, **a uno o más Centros de Carga de los Beneficiarios en la proporción** que el Generador Exento determine mediante el Factor de Colectividad que se establezca en el Formato de Designación de Beneficiarios

Algunas de las características que deberá cumplir son:

- El Generador y los beneficiarios deben estar con el mismo Suministrador de Servicios Básicos (SSB).
- Que los beneficiarios tengan la **misma tarifa contratada, se encuentren conectados a un mismo nivel de tensión y cuenten con un Punto de Interconexión Común GD.**
- Que los beneficiarios no tengan un Contrato de Interconexión Legado.
- El *Factor de Colectividad* se define como la proporción de energía eléctrica para cada beneficiario, en % de la generación total de la Central Eléctrica. No existe un límite en el número de beneficiarios, pero la suma de los factores no puede superar el 100%.
- La energía no asignada se remunera al Generador como Venta Total.
- Las altas y bajas de beneficiarios son a criterio del Generador, y puede hacer cambios cada 6 meses.
- Los Beneficiarios en baja tensión (BT) deberán estar alimentados del mismo transformador en el Punto de Interconexión Común GD. *Se asume* que es el transformador de distribución, pero no se indica de manera clara.

A continuación, se presentan algunos de los puntos más críticos del esquema que presenta el Anteproyecto y las implicaciones que estos tienen en los modelos energéticos comunitarios y cooperativos.

A. Esquemas de contraprestación aplicables

Se detecta una contradicción en las definiciones ya que se señala que el mecanismo de contraprestación será en todos los casos Medición Neta cuando para el caso de Media Tensión, este mecanismo está prohibido:

- En el *Capítulo VI Esquema de Generación Distribuida Colectiva* se definen las condiciones generales: [...] Bajo el Esquema Colectivo, la energía eléctrica generada por la Central Eléctrica de Generación Distribuida se entrega a las Redes Generales de Distribución **y se asigna en términos del régimen** de Medición Neta de Energía.
- Mientras que, en el *Anexo I, sección Esquema de Generación Distribuida Colectiva* dice “para los beneficiarios en BT [...] les será aplicable el régimen de contraprestación de Medición Neta

de Energía, y para los beneficiarios en media tensión [...], les será aplicable el régimen de contraprestación de Autoconsumo en Centro de Carga.

En el Anexo I de “Metodología de cálculo de contraprestación” se deja la definición ambigua donde se puede interpretar que la Facturación Neta está prohibida para el esquema colectivo, ya que dice que será bajo una combinación de los regímenes bajo ciertos criterios que sólo mencionan Medición Neta para Baja Tensión y Autoconsumo para Media Tensión.

El prohibir el mecanismo de Facturación Neta en el esquema colectivo limita el desarrollo de proyectos donde los flujos de energía entregados a la red eléctrica tienen un precio mayor que la energía consumida en la tarifa contratada, tal es el caso donde los valores PML son altos (por alta demanda o congestión de la red) y la energía proveniente de GD ayuda al sistema general recibiendo la compensación correspondiente.

B. Punto de interconexión común

Respecto al Punto de Interconexión Común se comparan las tres definiciones disponibles:

Actuales DACG de GD de 2017	Acuerdo de 2019	Anteproyecto
Punto de interconexión: Punto donde se delimitan las fronteras operativas y de responsabilidad entre el Distribuidor y la Red Particular en donde se encuentra la Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW.	El punto eléctrico que comparte una Central Eléctrica de Generación Distribuida con dos o más Centros de Carga conectados en media o baja tensión y donde se delimita la frontera operativa y de responsabilidad entre estos y el Distribuidor. La Figura 1, muestra de manera enunciativa más no limitativa, los arreglos del Punto de Interconexión Común.	1.5.20. Punto de Interconexión Común GD: Concentrador de medidores o subestación eléctrica compartida en donde se encuentran el Punto de Entrega o Punto de Recepción de una Central Eléctrica en Esquema de Generación Distribuida Colectiva, que comparte infraestructura con los Centros de Carga que busquen asociarse a dicha Central Eléctrica y que delimitan las fronteras operativas y de responsabilidad entre las Redes Generales de Distribución y la Red Particular donde se encuentran la Central Eléctrica de Generación Distribuida y los Centros de Cargas.
	Para Facturación neta los centros de carga deberán encontrarse conectados en la misma Zona de Distribución que la Central [...]	Los centros de carga en Baja Tensión deberán estar alimentados del mismo transformador en el Punto de Interconexión Común GD.

La definición es más robusta, sin embargo, la **propuesta del Anteproyecto implica que la central y los beneficiarios deben compartir una infraestructura propia para su interconexión (red propia privada)**; es decir a partir de la acometida de CFE hacia el interior de una red privada que conecta la central y los centros de carga.

Lo anterior **limita enormemente** el alcance del modelo reduciendo los casos de aplicación a sólo aquellos consumidores muy cerca entre sí, ciudades con alta densidad de población y tendencia a la urbanización vertical, que tengan disponibilidad de un espacio para la Central, o para los que el

tendido de una red privada no sea una limitante si el espacio de la Central está más lejos de los Centros de Carga.

Implica que únicamente **son posibles modelos de generación distribuida colectiva en zonas de alta concentración**, como edificios, fraccionamientos residenciales, centros comerciales; si cuentan con un espacio cercano para instalar la planta

Deja fuera modelos con consumidores separados entre sí, como es más común en el medio rural no urbano, o en zonas remotas de la red eléctrica. Porque en estos casos será más costoso, hasta hacerlo imposible, integrar el costo de una red privada para conectar la central ubicada en un espacio común hacia los distintos centros de carga distanciados entre sí.

C. Tamaño de proyecto y tensión

Se propone un nuevo mecanismo “Autoconsumo en Centro de Carga”, muy parecido a Medición Neta para proyectos en Media Tensión, con la diferencia de que se sustituye la bolsa de energía por liquidaciones en el periodo. Con ello también se eliminaría la posibilidad de Medición Neta para los proyectos en Media Tensión.

Así un proyecto en el límite máximo de GD de 499kW, el cual necesariamente estará en MT, sólo podrá solicitar el mecanismo de “Autoconsumo en Centro de Carga” sin bolsa de energía, inhibiendo los excedentes para entrega en el mercado eléctrico. Esta medida es para reducir las posibles pérdidas que enfrentaría el Suministrador en el largo plazo por GD. Pero **con esta limitación se tiene una pérdida de espacios para la innovación de modelos de negocio para proyectos de GDC, y se excluye la vía de participación al mercado eléctrico de la generación distribuida.**

D. Asociación de usuarios con tarifas distintas

De acuerdo al Anteproyecto los beneficiarios de GDC tienen que tener la misma tarifa, es decir **no se pueden combinar tarifas**. En el Acuerdo de 2019 para el régimen de Facturación Neta se podían combinar todas las tarifas, mientras que en Medición Neta se podían asociar beneficiarios conectados en el mismo nivel de tensión y en la misma categoría tarifaria, ordinaria u horaria.

Tabla 1: Tipos de beneficiarios permitidos para las posibles configuraciones de proyectos de GDC bajo el régimen de medición neta

Nivel de tensión	Grupo tarifario	Tipos de tarifas que pueden asociarse a un mismo contrato
Baja tensión	Tarifas ordinarias	Residenciales de alto y bajo consumo ¹ , Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión (PDBT), Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión (GDBT), Riego Agrícola en Baja Tensión (RABT) y Alumbrado Público en Baja Tensión (APBT).
Media tensión	Tarifas ordinarias	Alumbrado Público en Media Tensión (APMT), Riego Agrícola en Media Tensión (RAMT) y Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión Ordinaria (GDMTO)
Media tensión	Tarifas horarias	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión Horaria (GDMTH).

Fuente: Reporte de análisis Tecno-Económico de Modelos de Negocio de Generación Distribuida Colectiva. GIZ, 2020. Versión pública

¹Tarifas residenciales definidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) que es la que utiliza el SSB de Comisión Federal de Electricidad (CFE) para facturar a los consumidores residenciales.

En otras palabras, para **proyectos donde coinciden usuarios de diferente tipo**, por ejemplo, residenciales y comerciales (como en desarrollos inmobiliarios que comparten departamentos, comercios, y servicios comunes como elevadores o iluminación común) o residenciales y de servicios públicos (como fraccionamientos residenciales o localidades rurales que comparten los hogares y usos como bombeo de agua o alumbrado público) no podrán agruparse bajo un mismo proyecto de generación distribuida, por lo que **deberán optar por satisfacer la demanda de las viviendas o la de los otros usos pero no ambas**.

Desventajas de no combinar tarifas:

Bajo un análisis de modelos de negocio, el **asociar tarifas rentables en GD (PDBT, GDMT) permite asociar tarifas residenciales (subsidiadas) como beneficiarios**, que de manera independiente no podrían hacerlo. Entonces el no permitir la mezcla de tarifas representa una pérdida de espacios para la innovación de modelos de negocio para proyectos de GDC cuando tienen un enfoque social de permitir el acceso a GD a usuarios que de otra forma no podrían acceder a fuentes limpias de energía distribuida.

Un objetivo de los proyectos comunitarios o cooperativos es integrar nuevos consumidores independientemente de su nivel de ingreso y acceso a financiamiento, esto no se logrará con limitaciones como las mencionadas, especialmente **se identifica que no serán posible modelos ejemplo como:**

- Una cooperativa cafetalera que quisiera desarrollar un proyecto de GD para el autoconsumo del beneficio de café (que podría estar en GDBT) las oficinas de la cooperativa (que podrían estar en PDBT) y hogares cercanos de algunos de los miembros de la cooperativa, que estarán en tarifas residenciales.
- Una comunidad de vecinos que en su fraccionamiento existan espacios comunes para un sistema de GD que serviría para satisfacer el bombeo de agua (que podría estar en PDBT) y el consumo de algunos hogares (que podrían estar residencial de alto- DAC- o bajo consumo).
- Un ejido que destine parte de sus tierras de uso común para un proyecto de GD para el autoconsumo en hogares de las personas ejidatarias, que estarán en tarifas residenciales, y la venta de energía a algún negocio comercial o taller en la misma comunidad (que podría estar en tarifas PDBT) o para el riego agrícola (que podría estar en RABT).

Cabe señalar que estos ejemplos están en vías de desarrollo en distintas partes del país, y que en mayor o menor medida han resuelto el acceso al financiamiento, la adopción tecnológica, los esquemas de gobernanza comunitaria y de propiedad, y que requieren una certeza regulatoria para alcanzar una madurez suficiente.

E. Medición compartida o independiente

En la definición general del mecanismo “Facturación Neta de energía” no se especifica si la medición es independiente, es decir, medidores fiscales separados para la carga y el generador exento. Esta omisión es relevante también en el esquema colectivo respecto a las cargas de los beneficiarios y el generador exento.

F. Venta de energía y liquidación de excedentes no utilizados

El Anteproyecto propone un cambio significativo en el valor para el pago de excedentes de generación. Actualmente, dichos excedentes se pagan a precio del PML de la hora en que se generan (salvo el caso de medición neta, que tras un año de haberse guardado el excedente si haberse tenido que usar, se paga al promedio anual del PML). Por su parte, en el Anteproyecto se presenta un nuevo concepto, llamado **Valor de Contraprestación (VC), desvinculado del MEM y asociado principalmente a los contratos de adquisición de energía del SSB**.

Valor de la liquidación de excedentes de GD inyectadas a las R						
Actuales DACG de GD de 2017			Anteproyecto			
Medición Neta	Facturación Neta	Venta Total	Medición Neta	Autoconsumo en Centro de Carga	Facturación Neta	Venta Total
PML promedio año transcurrido desde que se generó el excedente de energía	PML de la hora en curso en el que se generó la energía	PML de la hora en curso en que se generó la energía	Valor de la Contraprestación			

En el Anteproyecto se ofrece una fórmula y una descripción de cómo se va a calcular este valor, sin embargo, falta claridad tanto en la redacción como en la enunciación; de la redacción puede entenderse que el Valor de la Contraprestación será un valor único calculado anualmente e igual en todos los nodos del Sistema Eléctrico Nacional. Dependerá del cálculo final de este valor la afirmación de que si volverá más rentable o menos rentable un proyecto que considera excedentes de energía en su modelo de negocio como en el caso de las **Cooperativas de Venta de Energía Sustentable**.

Sobre la energía que no pueda ser entregada a un beneficiario porque entre en suspensión, la energía se la reserva el Suministrador de Servicios Básicos, hasta que la reclame el Generador, y en su caso que se reactive el servicio al Beneficiario, no se le considerará saldo a favor. Esto no tiene justificación de ser, y podría impactar en la rentabilidad del proyecto colectivo.

G. Requisitos adicionales a la GD

Se añade un nuevo requisito, a las centrales que requieran vender su energía y productos asociados a través de un Suministrador de Servicios Calificados, que deberán cumplir con los requisitos de medición y comunicación conforme a lo establecido en las Reglas del Mercado.

Solicita la realización de diferentes estudios de interconexión, dependiendo del nivel de tensión al que se pretenda interconectar las centrales de generación. Siendo el nivel de media tensión el más afectado, dado a que es él requiere la mayor cantidad de estudios.

II. Conclusión:

El anteproyecto presenta elementos, que por un lado aumentan la seguridad de las instalaciones para el beneficio de la red, que evitan pérdidas económicas en el Suministrador y contribuyen a darle sostenibilidad a la integración de GD en la red en el largo plazo; sin embargo, **presenta espacios de oportunidad en la definición de la GD Colectiva para permitir la integración de nuevos consumidores independientemente de su nivel de ingreso y acceso a financiamiento**, contextualizadas a las necesidades energéticas que dependen de las dinámicas económicas del sector social en zonas no urbanas como: cooperativas, empresas comunitarias, ejidos y comunidades. Esto es preocupante debido a la urgente necesidad de trazar una Transición Energética Justa con participación de las

comunidades, ejidos, sociedad en general para México. Y de ser aprobado el Anteproyecto como se publicó generará retrocesos, incertidumbre y nuevamente un relego a la participación de actores tradicionalmente olvidado en las transformaciones del país.

III. Propuestas de mejora

Punto de interconexión común a nivel circuito de distribución

Si este se define a un nivel mayor, como el circuito de distribución posibilitaría el diseño e implementación de modelos comunitarios de mayor alcance geográfico y la integración de nuevos consumidores independientemente de su nivel de ingreso, acceso a financiamiento y disponibilidad de espacios físicos. Se amplía la posibilidad de incluir distintos tipos de usuarios en zonas de baja densidad poblacional como son las zonas rurales. También un usuario final con diversos centros de carga dentro de la misma zona de distribución podría interesarse en ceder espacio en alguna de sus propiedades a cambio de que sus centros de carga reciban parte de la energía generada en la central distribuida.

Combinación de tarifas

Es necesario analizar las combinaciones posibles de tarifas para que:

- No representen una pérdida económica en el largo plazo al Suministrador.
- Permitan la integración de nuevos consumidores independientemente de su nivel de ingreso y acceso a financiamiento,
- Contextualicen las necesidades energéticas que dependen de las dinámicas económicas del sector social en zonas no urbanas: cooperativas, empresas comunitarias, ejidos, comunidades.

El presente documento es el resultado de un análisis con el fin de generar una reflexión entre actores del sector de energías comunitarias y cooperativas en México. Cualquier duda o comentario es bienvenido al correo lisheylavariega@gmail.com para una construcción colectiva.

Lishey Lavariega

Noviembre 2022