

**GOBIERNO DE PUERTO RICO  
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO  
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO**

**NEPR**

**Received:**

**Apr 17, 2026**

**11:22 PM**

**IN RE:** COMMUNITY SOLAR  
REGULATORY FRAMEWORK

**NÚM.:** NEPR-MI-2025-0003

**ASUNTO:** COMENTARIOS DE LA  
OFICINA INDEPENDIENTE DE  
PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR

**COMENTARIOS DE LA OFICINA INDEPENDIENTE  
DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR (OIPC)**

**AL HONORABLE NEGOCIADO:**

Comparece la Oficina Independiente de Protección al Consumidor de la Junta Reglamentadora de Servicio Público (en adelante, OIPC), por conducto de los abogados suscribientes, quienes con el debido respeto EXPONEN, ALEGAN y SOLICITAN:

1. El 10 de abril de 2026, el Negociado de Energía emitió una *Resolución* mediante la cual reanudó el presente procedimiento para el desarrollo de un marco regulatorio aplicable a comunidades solares e invitó a las partes interesadas a someter comentarios sobre las interrogantes incluidas en el *Anejo A* de dicha Resolución.

2. Conforme a lo dispuesto en la referida Resolución y Orden, se concedió a las partes interesadas hasta el 17 de abril de 2026 para someter sus comentarios escritos en el presente procedimiento.

3. En cumplimiento con la antes mencionada *Resolución* y en el descargue de sus responsabilidades para con los consumidores del servicio eléctrico, la OIPC somete sus comentarios preparados por su Asesor Técnico, el Ingeniero Gerardo Cosme Núñez, PE, CPI.

**POR TODO LO CUAL**, se solicita muy respetuosamente de este Negociado que tome conocimiento de los comentarios sometidos por la OIPC y los considere en el presente caso.

**RESPETUOSAMENTE SOMETIDO**, en San Juan, Puerto Rico hoy 17 de abril de 2026.

**CERTIFICO**, haber enviado copia fiel y exacta de este escrito a Alejandro.figueroara@lumapr.com; legal@lumapr.com; PREBorders@lumapr.com; pjcleanenergy@gmail.com; hola@alianzadejusticiaenergetica.org; vmaldonado@midapr.com; mpineda@martinpena.pr.gov; mnunez@martinpena.pr.gov; mitiempo2004@gmail.com; cmuniz@martinpena.pr.gov; minirio@martinpena.pr.gov; ysantiago@martinpena.pr.gov; grace@fideicomisomartinpena.org; Carolynt@ecoenergy.corn; chance@powersolarpr.com; humberlinkedin@gmail.com; dortiz@solarunitedneighbors.org; sgbell@solarunitedneighbors.org; carlosv@irecusa.org; ramonantonio1234@outlook.com; Yelitza.Torres@ddec.pr.gov; Gerardo.Rodriguez@ddec.pr.gov; Ada.Quiles@ddec.pr.gov.

**OIPC**

✉ 500 Ave. Roberto H. Todd  
San Juan, P.R. 00907-3941  
☎ 787.523.6962

*f/ Hannia B. Rivera Díaz*  
Lcda. Hannia B. Rivera Díaz  
TS 17471

*f/Pedro E. Vázquez Meléndez*  
Lcdo. Pedro E. Vázquez Meléndez  
TS 14856

## **COMENTARIOS DE LA OIPC SOBRE COMUNIDADES SOLARES**

El concepto de comunidades solares no es nuevo; constituye, en esencia, una evolución de la generación distribuida orientada a atender a consumidores que carecen de espacio físico o de los recursos económicos necesarios para suplir individualmente sus necesidades energéticas mediante sistemas solares propios.

El Departamento de Energía Federal define Comunidades Solares de la siguiente manera:

“The U.S. Department of Energy defines community solar as any solar project or purchasing program, within a geographic area, in which the benefits flow to multiple customers such as individuals, businesses, nonprofits, and other groups. In most cases, customers benefit from energy generated by solar panels at an off-site array.”<sup>1</sup>

Una o varias facilidades de generación dentro de una comunidad solar pueden conceptualizarse y operar, en la práctica, como una microrred. En ese sentido, gran parte de la regulación aplicable a comunidades solares y microrredes puede desarrollarse a partir del marco normativo ya existente para la generación distribuida, según dispuesto en las reglamentaciones vigentes para este tipo de sistemas, en la medida en que estos se estructuren y operen como una comunidad solar o una microrred.

A modo ilustrativo, el Reglamento de Interconexión Núm. 8915, intitulado *Reglamento Para Interconectar Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta* ya contempla, al día de hoy, la posibilidad de interconectar una comunidad solar mediante un sistema de generación común con medición neta dentro de un régimen de propiedad horizontal, siempre que dicho sistema esté

---

<sup>1</sup> Véase <https://www.energy.gov/cmei/systems/community-solar-basics>

ubicado dentro de sus predios. A tales efectos la Sección VII, Programas de Medición Neta, Artículo C, dispone lo siguiente:

“Artículo C: Programa de Medición Neta Compartida (Shared Net Metering Program)

1. El Programa de Medición Neta Compartida aplica exclusivamente a clientes residenciales y comerciales con servicios a voltaje de distribución primaria y secundaria que estén bajo el régimen de propiedad horizontal, tales como condominios residenciales, comerciales o de uso mixto. Este Programa también aplica a residenciales públicos administrados por el Departamento de la Vivienda.
2. Las propiedades de los clientes a las que se va a acreditar la energía tienen que estar ubicadas en la misma localidad donde está instalado el GD.
3. Todas las propiedades tienen que tener servicio de electricidad al mismo nivel de voltaje y el mismo punto de entrega de la Autoridad al que se interconecta el GD. El punto de entrega puede ser el transformador de interconexión en sistemas de distribución secundaria o la subestación privada en sistemas de distribución primaria.
4. Para casos residenciales, la capacidad máxima del GD será de 25 kW por cliente participante o la capacidad del transformador de interconexión, lo que sea menor, hasta un máximo de 1 MW.
5. Para casos comerciales o de uso mixto, la capacidad máxima del GD será igual a la capacidad del transformador de interconexión, hasta un máximo de 1 MW.
6. El dueño del GD tiene que firmar un Acuerdo para Interconectar Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en el Programa de Medición Neta. El dueño del GD puede ser el Consejo de Titulares, la Asociación de Condóminos, el dueño del edificio o cualquier ente natural o jurídico con definición o funciones similares a las anteriores.
7. Cada cliente participante que no sea el dueño del GD, tiene que firmar un Acuerdo para Participación en el Programa de Medición Neta Compartida (ver Anejo I).

8. El Acuerdo para interconectar el GD y participar en este programa será efectivo treinta días posterior a que entre en vigor la primera revisión tarifaria establecida en la Ley 57, supra, según enmendada.”

A su vez, el Artículo D de dicha sección del Reglamento establece el esquema de compensación aplicable bajo el programa de medición neta, incluyendo el Programa de Medición Neta Compartida, disponiendo lo siguiente:

“Artículo D: Compensación de Energía para Clientes que Participen en los Programas de Medición Neta

La compensación de la energía consumida y exportada por el cliente se realizará de la manera descrita a continuación, excepto en aquellos casos en que alguna ley o reglamentación federal ordene de modo expreso y específico lo contrario:

1. La compensación de energía será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor.
2. Para cada periodo de facturación, la Autoridad medirá la energía que consuma el cliente y la que éste exporte al sistema de distribución eléctrica de la Autoridad.
3. Si durante el periodo de facturación, la Autoridad suministra al cliente más energía que la que éste exporta, se le cobrará por su consumo neto.
4. Si durante el periodo de facturación, el cliente exporta más energía que la que le suple la Autoridad, se le cobrará al cliente la factura mínima que corresponda a la tarifa a la que está acogido. La factura mínima es la cantidad que la Autoridad cobra al cliente que no consume electricidad durante un periodo de facturación. La Autoridad compensará al cliente el exceso de energía durante el periodo de facturación hasta un máximo diario de 300 kWh para clientes residenciales y de 10 MWh para clientes comerciales. El crédito por exportación de energía se aplicará a la factura del próximo periodo de facturación.
5. Cualquier crédito por exportación de energía que acumule el cliente durante el año previo y que no se haya utilizado al cierre del periodo de facturación en junio de cada año, se compensará de la siguiente forma:
  - a. La Autoridad utilizará la mayor de las siguientes cantidades: diez centavos por kilovatio-hora o la cantidad que resulte al restarle al precio total que le cobra a sus clientes, convertido en centavos por kilovatio-hora, el cargo por ajuste, por compra de energía y combustible.
  - b. La Autoridad comprará al cliente el 75% del sobrante y el 25% lo acreditará a la factura de electricidad del Departamento de Educación.

6. Para los clientes que participen en el Programa de Medición Neta Agregada, además de lo dispuesto en los incisos anteriores, aplica lo siguiente:
  - a. Propiedades ubicadas en la misma localidad - La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados dentro de la localidad donde ubique el GD es igual al 100% del consumo de las propiedades en el mismo. Esta energía se acreditará primero al acuerdo de servicio asociado al GD y el exceso se acreditará equitativamente al resto de los acuerdos de servicio que estén en la misma cuenta.
  - b. Propiedades ubicadas en localidades diferentes - La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados es igual al 120% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubique el GD. Se acreditará el 100% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubica el GD y el restante 20% de la producción de energía se acreditará equitativamente a los acuerdos de servicio en las demás localidades que estén en la misma cuenta.
7. Para los clientes que participen en el Programa de Medición Neta Compartida, además de lo dispuesto en los incisos 1 al 5 de este Artículo, se acreditará el 100% de la energía producida por el GD equitativamente entre todos los participantes de este programa.”

Este tipo de interconexión mediante medición neta puede realizarse sin mayores inconvenientes cuando se trata de sistemas solares sin almacenamiento de energía, conforme a la experiencia práctica acumulada desde el año 2008, cuando estos sistemas fueron reglamentados inicialmente, y según se refleja en la normativa vigente adoptada en 2017.

En ese contexto, la futura reglamentación aplicable a comunidades solares puede tomar como punto de partida las disposiciones contenidas en el Reglamento 8915 y, a partir de ellas, ampliarlas para abarcar diversas modalidades de desarrollo comunitario, incluyendo expresamente la integración de sistemas de almacenamiento de energía.

No obstante, se recomienda otorgar prioridad al desarrollo de comunidades solares con medición neta dirigidas a consumidores residenciales y comerciales ubicados en regímenes de propiedad horizontal, incorporando además opciones que permitan la integración de sistemas de almacenamiento de energía. De este modo, se atiende de forma más equitativa a un sector limitado en su acceso a energía renovable y a soluciones de resiliencia energética.

## Responses to Attachment A questions and comments

1. What business model for implementing community solar (e.g., privately or municipally owned) best enhances affordability, equity and reliability of the Puerto Rico electric system?

Private models, whether owner-operated or third-party-owned, are best positioned to enhance affordability, equity, and reliability in the development of community solar in Puerto Rico.

- a. Summarize how that business model would be structured.

The structure of this business model will depend on various factors and existing constraints, including available or permitted cost recovery mechanisms and applicable incentives. These may include, among others, net metering, avoided cost compensation, renewable energy credits (RECs), ancillary services revenues, wheeling credits, and potential public distribution asset-sharing arrangements.

- b. Please provide examples of where this business model has been implemented.

Early forms of community solar may be developed under the framework established by Regulation 8915, particularly through its shared net metering provisions. Additionally, examples of community-based or hybrid models can be observed in projects such as the *ReEnFoCo Hidroeléctrica de la Montaña* microgrid in Castañer, developed in collaboration with IREC, which reflects key elements of community-oriented energy development.

2. What is the appropriate governance structure for the community solar business model identified in response to question 1?

The appropriate governance structure should mirror, to the extent applicable, the frameworks currently in place for distributed energy resources (DERs) under existing interconnection regulations.

- a. Explain the governance of example of that business model provided, with links to documentation, such as tariffs, laws establishing governance etc.

The governance of the referenced business model is grounded in the regulatory framework established under Regulation 8915, particularly its Shared Net Metering provisions.

3. What role do you envision different public (governmental) entities in Puerto Rico will play in the governance of community solar?

The role of governmental entities is expected to be consistent with their current participation in the regulation and oversight of distributed energy resources (DERs)

4. What is the appropriate geographic (or administrative) boundaries of community solar programs? Why?

Community solar programs may be defined geographically based on participants sharing the same electrical distribution system within established boundaries (e.g., an urbanization or condominium). Alternatively, participation need not be limited by geographic or electrical co-location, allowing for arrangements in which the generation facility is located off-site. Under such models, a system located in one municipality may serve participants across multiple municipalities within the island.

- a. How are boundaries established in the community solar business model recommended in response to question 1? Please explain.

If community solar participants and the generating facility are not located within the same property boundaries, boundaries may be established through a virtual net

metering framework. Alternatively, participation and allocation of benefits may be structured through contractual arrangements, such as power purchase and operating agreements (PPOAs) or leasing models, as applicable.

b. What are the alternatives for setting the boundaries of the community solar entity?

What is the preferred alternative, why?

c. Should community solar be confined to a political subdivision? Please explain.

No. Community solar programs should not be confined to a political subdivision, except in cases where the community solar entity is municipally owned or organized, in which case such boundaries may be appropriate.

5. What are the different physical configurations for developing community solar?

Community solar projects may be developed under a variety of physical configurations, depending on the needs and characteristics of the participating community. Examples include:

- An urbanization sharing a single solar and energy storage facility within its boundaries.
- An urbanization sharing several solar and storage facilities within its boundaries.
- An urbanization sharing a single solar facility, where individual members may or may not have storage.
- An urbanization sharing a single storage facility, where members may or may not have solar systems.

a. Should ride-through inverter be required? Please explain.

Yes. Ride-through inverters should be required to the extent that they are consistent with and required under existing technical standards applicable to distributed

energy resources (DERs). Community solar installations should comply with all current DER interconnection and operational requirements.

- b. Should storage be required as part of the community solar configuration? Please explain.

Not necessarily. The inclusion of energy storage should be determined by the community solar entity based on project-specific considerations. However, storage may be required by the utility or as part of system design to meet applicable technical and operational requirements, as is the case with other distributed energy resources (DERs), depending on the size and complexity of the installation.

6. What interconnection requirements are required for community solar?

Interconnection requirements for community solar projects should be consistent with those applicable to distributed energy resources (DERs), and should vary based on the size, configuration, and complexity of the installation.

7. For the business model cited in (1) please outline interconnection requirements, including the entity to whom the community solar utility is connected to.

Interconnection requirements should be consistent with those established under Regulations 8915 and 8916.

8. What role should NEM play in valuing power from community solar? Explain why.

Net Energy Metering (NEM) should serve as the primary mechanism for valuing energy produced by community solar systems that share the same electrical network, consistent with the Shared Net Metering provisions of Regulation 8915. For systems that are not co-located or do not share the same electrical infrastructure, a virtual net metering framework should be applied to appropriately allocate and value the energy benefits among participants.

- a. Can customers with solar compensated by NEM participate in community solar? If yes, how will their participation differs from customers who do not have solar compensated by NEM?

Yes, customers with existing net energy metering (NEM) arrangements may participate in community solar, particularly in cases where the facility is shared within the same premises and electrical network. In such scenarios, only participants with active NEM agreements should be eligible to receive compensation, consistent with applicable regulatory requirements.

9. What entity will purchase excess electricity generated by the community solar project?

Excess electricity generated by community solar projects would be purchased by the electric utility, currently PREPA/LUMA, subject to applicable regulatory and contractual frameworks.

10. What are options for pricing power injected into the grid?

For community solar systems sharing the same electrical network within their premises, pricing may be based on the net metering rate structure under applicable regulations. For systems that are not co-located, pricing may be determined through a virtual net metering framework based on avoided cost principles.

- a. What pricing information is available to support pricing of transactions injected into the grid?

Clarification would be necessary to provide a more precise response.

- b. Are current estimates of avoided costs sufficient to support pricing for community solar? Please explain.

Yes. Current estimates of avoided costs may provide a sufficient basis for pricing community solar transactions. However, additional factors should also be

considered, including location-specific considerations such as interconnection infrastructure constraints and environmental attributes.

- c. What information is available from LUMA about the real-time value (price) that could support pricing with community solar injections into the grid?

Available information would rely primarily on wheeling-related data for transmission system interconnections, as well as hosting capacity analyses for both transmission and distribution networks.

- 11. How is the power delivered to members of the community solar organization (from grid sources or the community solar facilities) priced (credited) and accounted for?

- 12. What will be the basis for crediting electricity provided by the community solar organization to the ultimate buyer for its members?

- 13. Will credits to community solar members be based on a tariff, or contract, or some other vehicle? Please explain.

- 14. Do participants in community solar sign up for a fixed amount of energy to be delivered? If so, how is excess energy consumed priced, and energy not taken credited?

For solar-based community generation, committing to a fixed amount of energy delivery is not practical due to the inherent variability of solar production. As a result, both excess generation and shortfalls are expected. Regulatory treatment of these variations should be addressed in a manner consistent with existing frameworks for rooftop solar, including applicable net metering or crediting mechanisms.

- 15. Should participation in community solar be "opt-in" or "opt-out" Why?

An opt-in framework is preferred. However, allowable timing, enrollment parameters, and consumer protection guardrails should be clearly defined, consistent with the approach adopted in the wheeling program.

16. What reporting requirements are necessary to oversee community solar entities?

Reporting requirements should be based on the correlation between the generating facility's production and the consumption of participating community members.

17. What entity should receive those reports?

The electric utility, currently LUMA, should receive production data and verify it against participants' consumption in order to accurately allocate credits to each community solar member.

18. What is the role of consumer protection for customers enrolled in community solar programs?

The role of consumer protection is to ensure that customers receive the benefits contracted for, have access to appropriate monitoring and transparency tools, and are provided with effective mechanisms to file complaints and resolve instances of non-compliance.

19. What entity has authority to provide that protection?

Depending on the contractual structure of the community solar arrangement (e.g., PPOAs or leasing models), consumer protection authority may fall under the Department of Consumer Affairs (DACO) or the Independent Consumer Protection's Office (OIPC).

20. If no entity has authority to provide customer protection, what governmental entity would be appropriate to take on this role?

21. How should concern for distributional equity be incorporated in the regulatory rules and design of community solar projects?

Distributional equity should be addressed by prioritizing access for low- and moderate-income (LMI) populations and residents within property regimes (propiedad horizontal), who typically face structural limitations in accessing renewable energy and energy storage solutions.

22. Should there be set-asides for service to low income or disadvantaged customers? How would that work?

Yes. Set-asides should be established to ensure participation by low-income or disadvantaged customers.

23. Should there be limits on the capacity of community solar projects? If yes, what is the basis of those proposed limits? What entity would establish those limits?

Yes. Capacity limits may be appropriate and can be informed by practices in U.S. jurisdictions, where projects are commonly capped at approximately 5 MW. Such limits may align with existing distributed energy resource (DER) thresholds under current local regulations. The establishment of these limits should fall within the authority of the Puerto Rico Energy Bureau as part of its regulatory oversight.