



LINEAMIENTOS DE POLÍTICA DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y ARENERAS REGULATORIAS

ANEXO TÉCNICO DE LA MEMORIA JUSTIFICATIVA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Bogotá D.C.

Noviembre 2021



Tabla de contenido

1. Introducción.....	5
2. Contexto internacional.....	6
Generación Distribuida.....	6
Respuesta de la demanda	8
Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	11
Vehículos eléctricos	14
Otras experiencias relevantes.....	14
3. Contexto regional	16
Generación Distribuida.....	16
Respuesta de la demanda	17
Sistemas de Almacenamiento de Energía	17
4. Contexto nacional.....	18
Generación Distribuida.....	18
Respuesta de la demanda	19
Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	21
5. Definición del problema	22
5.1. Problema Central.....	23
5.2. ¿Qué está causando o dando origen a dicha situación?	25
5.3.1 Causas.....	25
5.3. ¿Cuáles son los efectos que surgen de esa situación?.....	26
5.4.1. Efectos	26
6. Identificación de los grupos afectados e interesados	27
7. Definición de objetivos.....	29
7.1 Objetivo General	29
7.2 Objetivos Específicos	29
8. Selección de opciones y/o alternativas	30
8.1 Alternativas y sus impactos	30
8.2 Metodología para estimar la evaluación de las alternativas	39
8.3 Análisis	40
8.4 Resultados del análisis.....	48
9. Conclusiones.....	48
10. Bibliografía	50



Lista de figuras

Figura 1. Recursos energéticos distribuidos - DERs	5
Figura 2. Elementos de la transformación energética	6
Figura 3. Resumen de experiencia internacional de GD y sus ventajas	7
Figura 4. Programas de RD basados en precio	8
Figura 5. Programas de participación de RD	9
Figura 6. Resumen del papel de los sistemas de almacenamiento	11
Figura 7. Estado de adopción de los DERs.....	22
Figura 8. Número de proyectos GD y autogeneración en operación registrados en la UPME	23
Figura 9. Árbol de problemas Generación Distribuida.....	24
Figura 10. Árbol de problemas Respuesta de la Demanda	24
Figura 11. Árbol de problemas Sistemas de Almacenamiento	25
Figura 12. Calificación para la priorización de los criterios, según cada objetivo propuesto	40
Figura 13. Escala de calificación para la evaluación de alternativas	42
Figura 14. Resultados de la evaluación de alternativas para cada objetivo.....	48



Lista de tablas

Tabla 1. Identificación de entidades y agentes involucrados.....	29
Tabla 2. Criterios de evaluación.....	39
Tabla 3. Priorización de criterios del objetivo 1.....	40
Tabla 4. Priorización de criterios del objetivo 2.....	41
Tabla 5. Priorización de criterios del objetivo 3.....	41
Tabla 6. Priorización de criterios del objetivo 4.....	42
Tabla 7. Priorización de criterios del objetivo 5.....	42
Tabla 8. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 1.....	44
Tabla 9. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 2.....	45
Tabla 10. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 3.....	45
Tabla 11. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 4.....	46
Tabla 12. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 5.....	47

1. Introducción

Los Recursos Energéticos Distribuidos, DER por sus siglas en inglés, son recursos a pequeña escala que pueden ser gestionados de forma automática o manual, instalados cerca de los centros de consumo, conectados a la red de distribución, con posibilidad de inyectar energía, consumir energía o proveer servicios complementarios a la red de forma dinámica. Dentro de los DERs se incluyen la respuesta de la demanda, los vehículos eléctricos, la Generación Distribuida, los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Autogeneración a Pequeña y Gran Escala conectados a la red de distribución, entre otros. (IRENA, 2019) (Horowitz, y otros, 2019) (National Association of Regulatory Utility Commissioners, 2016).

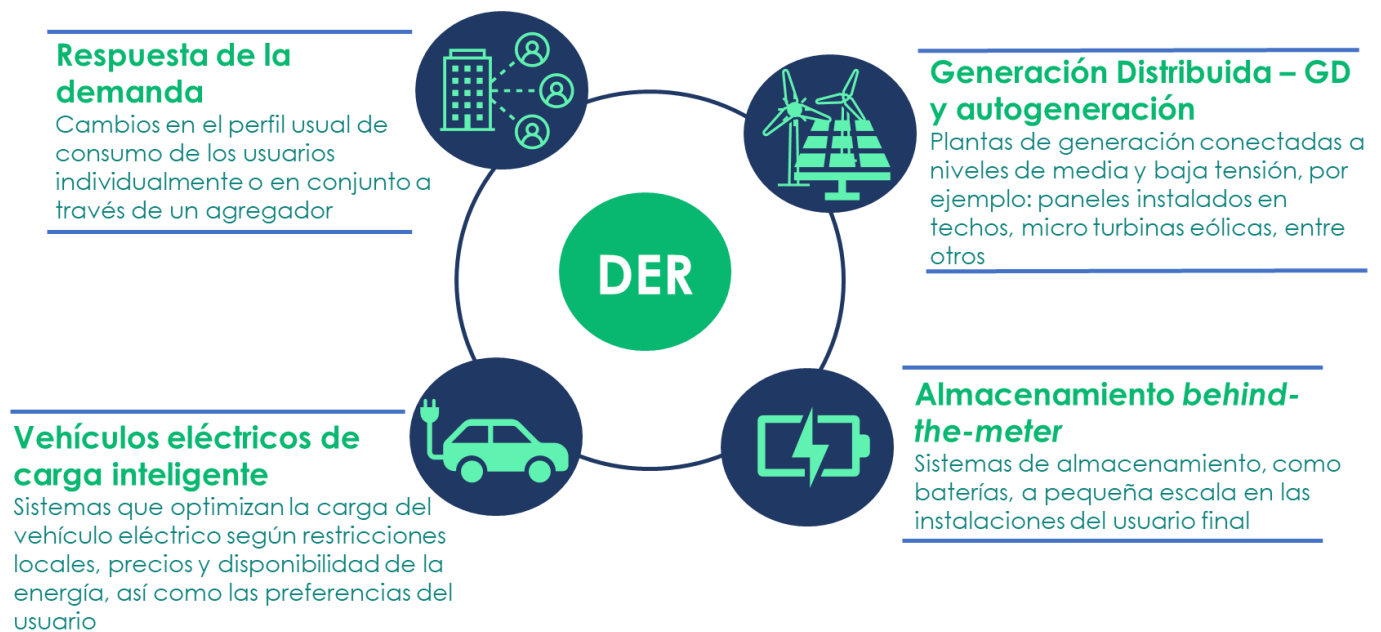


Figura 1. Recursos energéticos distribuidos - DERs
Fuente: Elaboración propia con base en (IRENA, 2019)

La expansión y desarrollo de los sistemas eléctricos, que convencionalmente se lograba mediante soluciones de generación de gran tamaño y sistemas de transmisión para manejar grandes cantidades de energía, han migrado hacia esquemas de pequeña escala, descentralizados, cerca de los centros de consumo y que aprovechan nuevas tecnologías disponibles, es decir, los DERs.

Los DERs son elementos vitales para la transformación energética, ya que habilitan una mayor participación de los usuarios finales dentro de la cadena de suministro, al permitir que estos últimos tomen decisiones dinámicas e informadas sobre su consumo o inyección de energía, a la vez que ofrecen servicios a la red como la regulación de tensión, el aplanamiento de la curva de carga, entre otros, evitando o retrasando inversiones necesarias para expandir el sistema eléctrico.

Además, el desarrollo y la implementación de DERs podrá impulsar la creación de múltiples programas, mecanismos o modelos de negocio que aporten al mejoramiento técnico-económico del país y a la co-optimización del mercado eléctrico. Por ejemplo, con la definición de nuevos mecanismos para el mercado, los DERs podrán participar y aportar en la formación eficiente de precios.

De la mano con el avance en tecnologías de la información y las telecomunicaciones, así como capacidades en procesamiento y uso de la información, los DERs están transformando la estructura

de los sistemas, basados en tres principios fundamentales: la descentralización, la digitalización derivada de las tecnologías de la información, y la diversificación de las fuentes de suministro de energía.

Es así como Colombia se prepara para iniciar la masificación de AMI (Infraestructura de Medición Avanzada), ya que su desarrollo es indispensable para el funcionamiento de los programas, mecanismos o modelos de negocio que habilitan la participación del usuario final dentro de la cadena de suministro. Esta coyuntura plantea la necesidad de tomar medidas de política pública que, de la mano con las iniciativas actuales, fomentan la transformación energética del país.

En relación con esto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG publicó en 2020 dos proyectos de resolución para esta implementación¹ y, con base en las condiciones que estableció la Ley de Transición Energética en 2021, se están analizando cuáles deben ser las condiciones para la masificación de esta tecnología.



Figura 2. Elementos de la transformación energética
Fuente: Elaboración propia con base en (Colombia Inteligente, 2019)

2. Contexto internacional

Generación Distribuida

En el contexto internacional, la Generación Distribuida- GD ha sido impulsada por diversos factores, uno de ellos es que cambia la forma en la que se produce y distribuye la energía eléctrica, al tiempo que reduce el uso de las energías convencionales a favor del desarrollo y utilización de energías renovables. Si bien no existe una definición de GD aceptada a nivel mundial el factor común en varias se base en su ubicación en la red. La metodología consiste en que los usuarios inyectan la

¹ Proyectos de resolución CREG131 y 219 de 2020

energía que producen localmente, convirtiendo el sistema tradicionalmente unidireccional (desde grandes generadoras hasta grandes centros de consumo) en uno bidireccional en el que la energía se genera en los centros de consumo mediante pequeñas instalaciones principalmente de carácter renovables repartidas.



Figura 3. Resumen de experiencia internacional de GD y sus ventajas
Fuente: Elaboración propia

Dado el gran interés por los beneficios que brinda la GD, cada vez más países y empresas desarrollan diversos modelos para implementar estos sistemas. A continuación, se presentan algunas de estas experiencias internacionales:

- **Alemania:** la Agencia de Crédito para la Reconstrucción (KfW) ofrece préstamos de bajo interés para la instalación de sistemas de eficiencia energética, lo que ha permitido a este país ser uno de los grandes productores de energías limpias. Algunas empresas incluso ofrecen a sus clientes sistemas de energía distribuida junto a otro tipo de servicios, como calefacción, agua, internet, televisión por cable o teléfono, como la británica *EcoCentroGen* o la canadiense *Earth Energy Utility* (VELÁSQUEZ M, 2017).

Lo anterior ha permitido una incorporación de generación distribuida importante. En horas de alta radiación solar, el 30% de la generación proviene de instalaciones solares, incluyendo las instalaciones de autogeneración (SMARD, 2021)

- **Reino Unido:** actualmente no dispone de un régimen regulatorio específico para la GD, la GD y el autoconsumo de la electricidad producida están indirectamente reconocidos en el *Energy Act* de 2008 que, a partir del año 2010, introduce las *Feed-In Tariffs* -FIT² tanto para la electricidad generada de forma distribuida como para la exportación a la red de dicha electricidad. Este esquema fue diseñado para promover la adopción de tecnologías de generación renovables y bajas en carbono. Sin embargo, este esquema cerró para nuevos solicitantes desde el año 2019.
- **Estados Unidos:** el concepto de GD varía según los Estados y no se puede identificar una legislación única en lo que a ésta se refiere. En su lugar, la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC por sus siglas en inglés) expidió un marco general de fomento de energías renovables y eficiencia energética, parte del cual aplica para la GD.

² <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit>



Existen programas tanto a nivel federal como estatal y se clasifican en dos categorías: incentivos económicos y políticas regulatorias (normativa, reglamentos y políticas). Los incentivos económicos disminuyen el costo que conlleva instalar un sistema fotovoltaico, destacándose los siguientes dos grupos como las clasificaciones más comunes: i) incentivos en efectivo directo o *direct cash incentives* (*rebates, grants y performance-based incentives*, entre otros); y ii) créditos fiscales o *tax credits*.

En cuanto a políticas regulatorias, la tecnología solar fotovoltaica también se impulsa mediante políticas tanto federales como estatales. Las principales políticas de fomento a nivel federal son el *Investment Tax Credit, Accelerated and Bonus Depreciation* y los requisitos de compra obligatoria (*mandatory purchase agreement* en inglés) de la ley *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA³). Mientras que a nivel estatal destacan el *Net Metering, Renewable Portfolio Standards, Tax Credits*, las normas sobre titularidad por terceras partes, las políticas de *community solar, property incentives, sales tax incentives y los rebates*.

Respuesta de la demanda

Internacionalmente se han implementado diferentes modelos o programas de respuesta de la demanda - RD, algunos involucran la participación de los consumidores en los mercados de energía mientras que otros consisten en un consumo dinámico por parte de los consumidores como respuesta a señales de precio. A continuación, se muestran los diferentes programas de forma resumida. La Figura 4 resume los programas que están basados en precio mientras que la Figura 5 implica brindar un servicio a la red o participar directa/indirectamente en los mercados de energía:

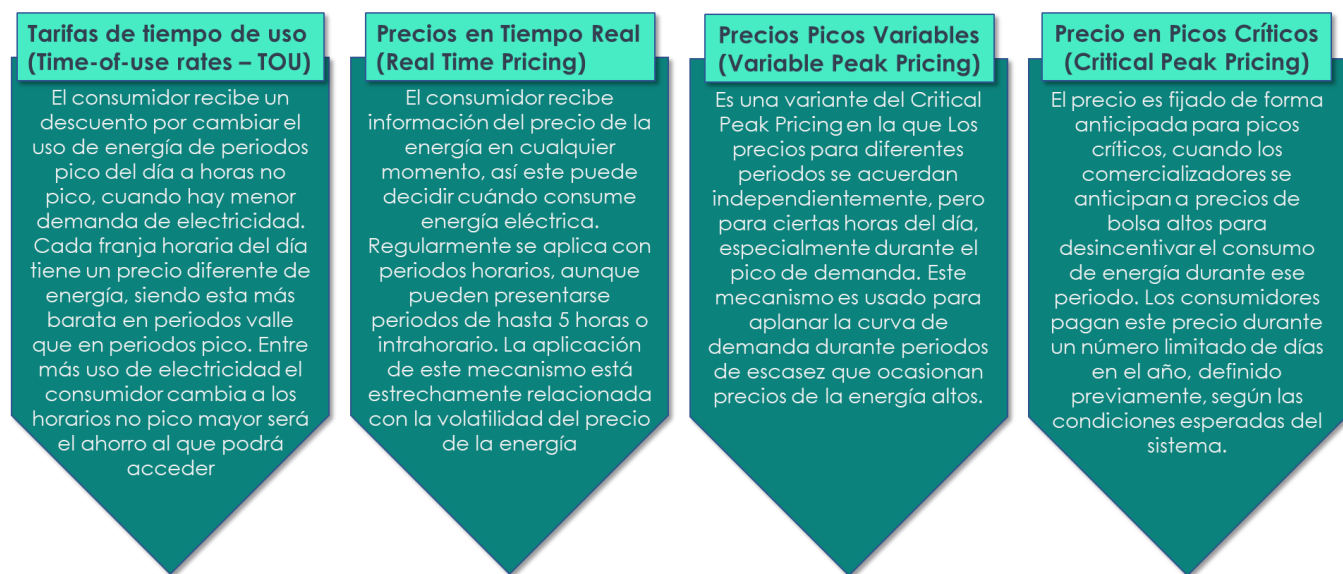


Figura 4. Programas de RD basados en precio

Fuente: Elaboración propia con base en (Colombia inteligente, 2018) y (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014)

³ El PURPA en su versión de 1978 obligaba a las *utilities* a comprar la energía generada por determinadas instalaciones con una capacidad instalada menor de 80 MW o instalaciones de cogeneración.

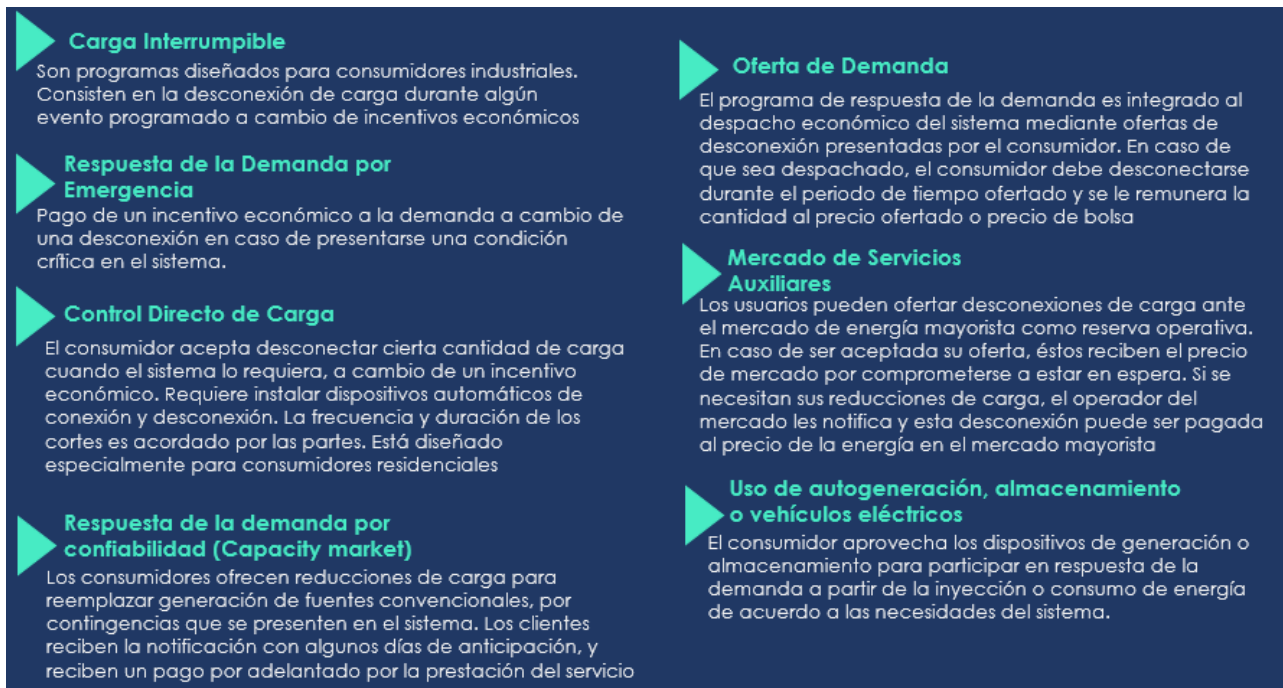


Figura 5. Programas de participación de RD

Fuente: Elaboración propia con base en (Colombia inteligente, 2018) y (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014)

Estos mecanismos o programas de RD han sido diseñados e implementados en algunos países del mundo. A continuación, se presenta un recuento de sus experiencias:

- **Australia:** los consumidores son remunerados por la flexibilidad de su consumo, ya sea individualmente o utilizando la figura de un agregador, el cual puede ser el minorista del consumidor o una empresa independiente.

El país cuenta con dos tipos de esquemas de RD: los explícitos basados en incentivos y los implícitos basados en el precio. Los agregadores pueden ser contratados por los usuarios para que los represente en los esquemas de RD explícita. Con la habilitación de agregadores independientes se estima que la demanda máxima despachable en el mercado mayorista de Australia Occidental ha llegado a ser hasta del 12% de la total, mientras que en el mercado de Australia Oriental ha llegado a ser hasta de un 2% (SEDC, 2017).

Para los esquemas de RD implícita se permite a los consumidores elegir exponerse a precios de la electricidad que varían en el tiempo o a tarifas de red que varían en el tiempo y que reflejan el valor y el costo de la electricidad y/o el transporte en diferentes períodos de tiempo (SEDC, 2017).

- **EEUU - CAISO:** en el año 2001 se estableció el *Self-Generation Incentive Program* (SGIP), a raíz de las dificultades que experimentó el mercado debido a limitaciones de oferta de generación y traslado imperfecto de precios a la demanda en momentos de escasez. Las versiones iniciales del programa estuvieron orientadas a promover sistemas de generación distribuida bajo la forma de autogeneración en las instalaciones de los consumidores, junto con mecanismos de RD (California Public Utilities Commission, 2009).

Los mecanismos de RD consistieron en la aplicación de pilotos en los segmentos residenciales y comerciales para el control de aires acondicionados, dirigidos a reducir picos de demanda y a promover la comunicación interactiva y en tiempo real sobre consumos. Los proyectos del SGIP tienen como objetivo aliviar la congestión de las redes y son



administrados por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica y gas. Estas empresas deben asumir los costos del programa de incentivos, hasta un límite máximo de presupuesto definido por ley para periodos multianuales, y luego los incluyen en la siguiente solicitud de revisión de tarifas.

Según la normativa de CAISO, los mecanismos de RD pueden postularse para participar en el mercado de energía *day-ahead* y de tiempo real, y al mercado de servicios complementarios, operando bajo el modelo de agregador de recursos. Los agregadores deben cumplir con toda la normativa vigente para participar en ambos mercados y presentar su oferta que demuestre la flexibilidad para ajustar la carga en respuesta al despacho y programación del mercado (CAISO, 2020).

- **EEUU - PJM:** A pesar de que no existe ninguna reglamentación explícita para la participación de mecanismos de RD en el mercado, los programas de RD han sido ampliamente usados por PJM para permitir la participación de la demanda en los distintos tipos de mercados que administra. La demanda participa a través de las *utilities* en cada Estado o mediante agregadores denominados *Curtailment Service Provider (CSP)*, que son agentes miembros de PJM calificados para prestar este servicio, como agregadores de consumidores finales que participan voluntariamente en estos programas de RD (PJM, s.f.).

El programa de RD como resultado de los precios horarios de la energía es voluntario. Los usuarios que participan en este programa son despachados por PJM con una anticipación de 2 horas si la oferta fue enviada en el mercado intradiario, o con un día de anticipación si la oferta fue enviada al mercado *day-ahead* (Enel X, 2020).

PJM permite la participación de la demanda en su mercado diario, de capacidad y de servicios complementarios y la RD en este mercado ha tenido un desarrollo sobresaliente en comparación con otros en Estados Unidos. Una de las razones para esto consiste en que la RD compite con generadores en el mercado de capacidad bajo las mismas condiciones económicas, aunque el producto de confiabilidad no es el mismo que el de un generador. La RD acuerda un número máximo de eventos de desconexión y este número varía según la estación (Australian Energy Market Commission, 2015).

- **Francia:** los programas de RD han participado en el mercado de electricidad francés desde el año 2003, cuando las grandes cargas industriales podían ofertar reducción de su carga para prestar servicios auxiliares de balance del sistema. Sin embargo, EdF, ha usado los programas de RD basados en el precio del mercado mayorista desde hace más de 30 años. (P. Bertoldi, P. Zancanella, and B. Boza-Kiss, 2016)

A partir de la implementación de los primeros pilotos de agregación de cargas residenciales y su oferta en el mercado mayorista, Francia se mostraba como un país con una gran participación de la carga en los programas de RD. No obstante, desde la apertura del mercado minorista y los bajos ingresos por participar en los programas de RD debido a la caída de precios en la electricidad en Francia, la participación empezó a decrecer mientras el pico de demanda empezó a aumentar gradualmente.

Desde julio de 2014, los clientes industriales pueden participar en servicios auxiliares de frecuencia ofreciendo RD (1 MW mínimo). Estas reservas, que pueden activarse automáticamente en períodos de tiempo que van desde unos pocos segundos hasta unos minutos, son fundamentales para mantener equilibrada la oferta y la demanda. Anteriormente, solo podían participar las instalaciones de generación. En el año 2018, la capacidad de RD contribuyó con el 10% de la FCR (reserva de contención de frecuencia).

Además, en el año 2018, las licitaciones de RD se convirtieron en un mecanismo de apoyo para el sector de RD. Organizadas por el Ministerio de Energía, las licitaciones incentivan la creación de capacidad de RD para cumplir con las metas establecidas en el programa energético plurianual. Para el año 2018 el total de RD era de 48.9 GWh (RTE, s.f.).

- **Alemania:** el mercado diario e intradiario no tiene regulaciones que prohíban la participación de mecanismos de RD mediante minoristas de Parte Responsable del Balance (BRP por sus siglas en inglés). Sin embargo, los agregadores no pueden participar debido a la falta de protocolos para la interacción con las partes del mercado, traducido en una barrera para la RD.

Alemania tiene un mercado de cargas interrumpibles reglamentado por la Ordenanza sobre Acuerdos por Cargas Interrumpibles (AbLaV por su abreviación alemana) donde se obliga a los operadores de sistema de transmisión alemán a solicitar ofertas mensuales para abastecerse de 802 MW de cargas inmediatamente interrumpibles (SOL por sus siglas en alemán) y 1589 MW de cargas rápidamente interrumpibles (SNL) con el objetivo de mantener la seguridad del sistema. Sin embargo, la Agencia Federal de Redes (*Bundesnetzagentur* en alemán) puede modificar el volumen si lo ve necesario para garantizar la seguridad del sistema (REGELLEISTUNG.NET, 2020).

Sistemas de Almacenamiento de Energía

A nivel internacional se están dando cambios tanto políticos como normativos, los países están ajustando sus leyes y demás normas para introducir nuevas fuentes de generación y tecnologías que permitan reducir su huella de carbono, y en esta tarea los sistemas de almacenamiento de energía han adquirido un mayor protagonismo ya que potencializan los beneficios de las redes existentes y de las fuentes de generación renovable

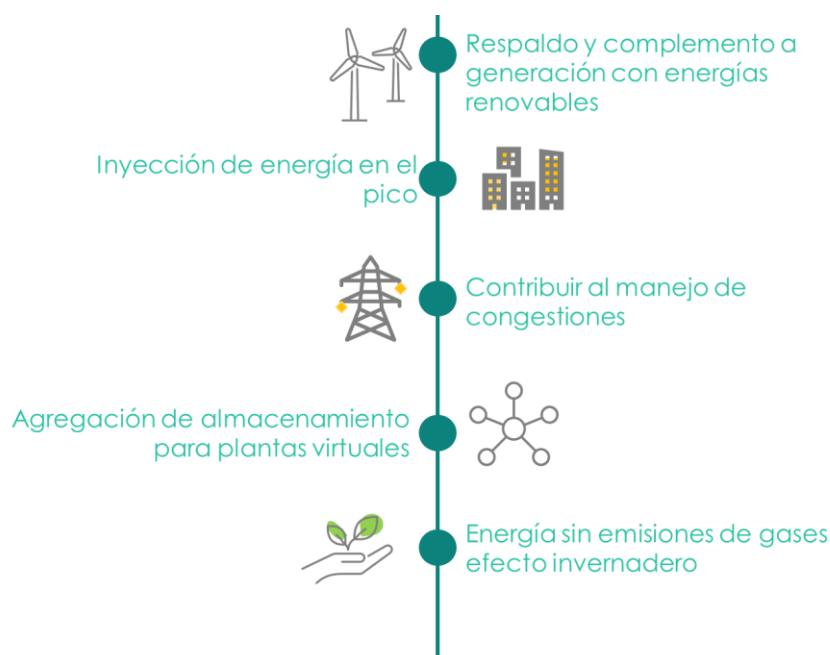


Figura 6. Resumen del papel de los sistemas de almacenamiento
Fuente: Elaboración propia

En varias regiones se pueden observar sistemas de almacenamiento de energía que contribuyen significativamente con la transición energética que es tendencia a nivel mundial. De forma general se resaltan los siguientes:



- **Unión Europea:** cuenta con la “*Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva*” que desarrolla los siguientes 5 focos: (i) seguridad del suministro; (ii) mercado de la energía plenamente integrado; (iii) eficiencia energética; (iv) acción climática (reducción de los gases de efecto invernadero); y (v) la investigación y la innovación en tecnologías bajas en carbono.

En términos generales las estrategias de la Unión Europea están dirigidas también a que los consumidores sean actores más activos y fundamentales en los mercados energéticos, desde el derecho a consumir, producir, almacenar y vender electricidad o reaccionar a señales de precio, por ejemplo, ofreciendo servicios de flexibilidad distribuidos al sistema eléctrico.

- **China:** a finales del año 2017 lanzaron una política nacional unificada con el fin de impulsar proyectos de almacenamiento energético para complementar la producción de energía renovable (China Energy Storage Alliance, CNESA). Actualmente, los proyectos de almacenamiento de energía eléctrica en China superan los 32,3 GW, los cuales equivalen al 17,6% del total mundial.

En este país, las compañías energéticas estatales están invirtiendo millones de dólares para construir proyectos energéticos solares y eólicos que integren el almacenamiento de energía, ya que China está buscando reducir su dependencia del carbón. Se pueden mencionar varias iniciativas, como por ejemplo, la que se encuentra desarrollando *State Power Investment Corp*, que consiste en una planta en la provincia de Shanxi que combina un GW de capacidad de energía solar, 300 MW de energía eólica y 100 MW de almacenamiento energético.

BloombergNEF estima que China integrará a su sistema más de 400 MW de nueva capacidad de almacenamiento renovable para el año 2020, aproximadamente cuatro veces la cantidad del año 2019, que provendrán principalmente de proyectos de almacenamiento con energía renovable como el desarrollado en Hunan con 389 MW de capacidad eólica.

La estación de almacenamiento situada en la ciudad de Zhangbei perteneciente a la compañía eléctrica estatal china State Grid Corporation y la empresa BYD, es otro caso interesante, donde la generación eólica y solar es de 140 MW, con una capacidad de almacenamiento de 36 MWh y una vida útil de 20 años.

- **Alemania:** se ofrecen incentivos para la instalación de proyectos híbridos solares-baterías, a través de préstamos con bajo interés y subvenciones a la inversión. El apoyo depende del tamaño de la instalación fotovoltaica y el costo del sistema de almacenamiento. Teniendo en cuenta los objetivos trazados en el largo plazo para la integración de fuentes energéticas renovables en Alemania y grandes cantidades de energía distribuida, especialmente eólica y solar, los sistemas de almacenamiento con baterías tendrán un papel importante en el futuro para la infraestructura energética alemana. Se resalta, por ejemplo, el hecho de que el 40% de las instalaciones fotovoltaicas sobre tejado que se han desarrollado recientemente incluyen baterías.
- **Australia:** el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía en este país se ha concentrado principalmente en el desarrollo de VPP (Plantas Eléctricas Virtuales, por sus siglas en inglés). La VPP es una unidad generadora de energía de mediana escala, que integra diferentes fuentes de energía distribuida como techos solares, turbinas eólicas o



baterías. Una VPP consta de diferentes activos mixtos que están conectados a través de un sistema de control central que tiene la capacidad de procesar una amplia gama de información, como precios actuales en el intercambio de energía, pronósticos de precios y clima, e información de red de los operadores del sistema, entre otros.

Un caso para resaltar es el proyecto liderado por la empresa Tesla en el sur de Australia, el cual pretende equipar al menos a 50.000 hogares con paneles solares de 5 kW y baterías Tesla Powerwall 2 de 13,5 kWh. Lo anterior, con el fin de interconectar los hogares y contar con un sistema de generación y almacenamiento cercano a los 650 MW que contribuya con la estabilidad de la red y sirva como una alternativa adicional en caso de escasez del suministro. Este proyecto será mucho más grande que la llamada “*Big Battery*” de Tesla, en la Reserva Energética de Hornsdale con 100 MW/129 MWh de capacidad, que resultó ser todo un éxito en el verano entre los años 2017 y 2018, reduciendo los costos para los consumidores en alrededor de 50 millones de dólares australianos.

Por otro lado, se están desarrollando otros proyectos como en el que están colaborando la empresa de distribución de electricidad Ausgrid y el fabricante de baterías domésticas Reposit Power, que están convirtiendo 233 hogares en 170 suburbios de Sídney, Central Coast y Hunter Valley en “*miniplantas*” de energía con el objetivo de crear una VPP de 1 MW que utilice energía solar y baterías.

Así mismo, la demanda australiana de baterías domésticas representa cerca del 30% de la demanda global, con aproximadamente 70.000 hogares australianos que cuentan con baterías instaladas en sus casas.

- **Estados Unidos:** se han estado promoviendo políticas tendientes a considerar los sistemas de almacenamiento como un servicio independiente de las actividades tradicionales, el cual puede ser remunerado de dos formas: i) como un activo del sistema que presta servicios de alivio de congestión o control de tensión y ii) como un recurso que puede participar en el mercado para prestar servicios complementarios, principalmente de regulación de frecuencia. En este sentido, las baterías pueden ser remuneradas a través de tasa de retorno y/o como mecanismos de mercado.

En California se crearon programas de monetización para los programas de almacenamiento, en los cuales se definieron condiciones contractuales claras, curvas de ofertas de cargue y descargue, programas para mitigar la variación en voltaje y frecuencia, habilitan que el almacenamiento participe en el mercado mayorista, programas de RD, en los que las empresas de servicio eléctrico crean programas de demanda flexible, entre otros.

La empresa de servicios públicos Green Mountain Power (GMP) aprovechó la energía de 500 baterías Tesla Powerwall instaladas en cerca de 400 hogares para afrontar picos de demanda máxima. Los ahorros en costos de electricidad al por mayor fueron significativos, llegaron a ser hasta de 500.000 dólares estadounidenses en el período de demanda máxima del 5 de julio de 2018, lo que motivó a que GMP ofreciera baterías Powerwall a sus clientes por una quinta parte de su precio normal (1.500 USD o 15 USD al mes), a cambio de poder usar parte del almacenamiento en ciertos momentos.

De otra parte, en el estado de Nueva York existe un sistema de baterías de 40 MW/h que ha reducido cerca de 400 horas la congestión en la red eléctrica y ha permitido ahorrar hasta dos millones de dólares en costo de combustibles.



Ahora bien, los cambios en las reglas de remuneración de los servicios de regulación de frecuencia han afectado fuertemente a los sistemas de almacenamiento que participan en el mercado de servicios complementarios. Hasta el año 2016, el mercado de regulación de frecuencia administrado por PJM permitía a los recursos de rápida respuesta, como los almacenamientos de energía, participar y ofertar para suministrar los servicios complementarios en mejores condiciones que las plantas a gas. Este era considerado el más grande mercado mayorista de sistemas de almacenamiento de Estados Unidos, con la diferenciación entre servicios de respuesta rápida (RegD) y respuesta lenta (Reg. A).

El servicio de RegD era prestado por activos como baterías que pueden responder de manera casi inmediata a los requerimientos, sin embargo, la energía que pueden entregar es limitada. En enero del 2017, PJM limitó la participación de los sistemas de almacenamiento en la extracción de energía de la red durante largos periodos de tiempo debido al alto nivel de penetración y participación de los sistemas de almacenamiento en la regulación RegD.

Vehículos eléctricos

Se resalta que a nivel mundial se realizan pruebas para la utilización de vehículos eléctricos a modo de sistemas de almacenamiento de energía móvil, así, se podrían combinar medidores inteligentes con sistemas de aprendizaje automático para cargar los vehículos cuando el precio de la electricidad sea más barato, inyectando a su vez la energía de la batería a la red o desconectarse de ella en los momentos de mayor demanda.

La agregación de vehículos eléctricos presta servicios de regulación de frecuencia, manejo de congestiones y control de tensión en mercados de Estados Unidos, Reino Unido y Francia (IRENA, 2019).

Otras experiencias relevantes

Sandboxes o areneras regulatorias

Es un instrumento mediante el cual empresas interesadas solicitan una exención regulatoria o esquema regulatorio diferencial para realizar pruebas de proyectos regulatorios o productos innovadores, en un ambiente controlado. En cuanto a sandboxes, también llamados areneras regulatorias o laboratorios de innovación, se encuentra que varios países han incursionado en este modelo y a continuación se presentan algunos ejemplos:

En el Reino Unido, el regulador de energía y gas Ofgem, asesora las propuestas innovadoras de sandboxes y se asegura de que las propuestas sean permisibles. Algunos de los criterios que deben satisfacer los sandboxes son: la propuesta debe traer beneficio a los clientes finales, debe ser innovadora y debe responder a una necesidad del mercado o de los usuarios (Ofgem, 2020).

Australia, por su parte, ha establecido tres clases de proyectos sandbox. La primera consiste en proyectos que operan bajo el marco regulatorio vigente, la segunda son proyectos que requieren una derogación temporal de una regulación, y la tercera son proyectos que implican la creación de una nueva regulación que aplique temporalmente (AEMC, s.f.).

Canadá, mediante el Ontario Energy Board (OEB), estableció que las propuestas de areneras regulatorias pueden ser enviadas por los interesados en cualquier momento, sin responder a un cronograma con plazos fijos. Adicionalmente, mediante un formato en línea, los interesados pueden realizar preguntas al regulador sin necesidad de tener completamente estructurada la propuesta de sandbox, con el objetivo de facilitar la comprensión de la regulación y apoyar la formulación efectiva



de proyectos para los sandboxes. OEB evalúa las propuestas de acuerdo con unos criterios de elegibilidad preestablecidos y determina si el sandbox es factible. Los criterios incluyen: que el sandbox sea relevante, innovador, que el usuario final esté protegido durante la realización de este y que se justifique la barrera regulatoria que impide el desarrollo del proyecto (OEB, s.f.).

En Países Bajos, a diferencia de los casos listados anteriormente, los sandbox no responden a ideas individuales, sino que el Ministerio de Asuntos Económicos y Ambientales propone un menú de temáticas para estos proyectos. El Ministerio es quien supervisa y aprueba los sandboxes, con acompañamiento del regulador cuando es necesario. Únicamente las comunidades energéticas o asociaciones de usuarios residenciales pueden proponer sandboxes. Se lleva a cabo una revisión para flexibilizar esta restricción y permitir que agentes como los DSO propongan proyectos piloto para el esquema de sandbox (Schittekatte, 2020).

Propiedad de los DERs

La Directiva Europea del año 2019 plantea que los gestores de las redes no deben poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, buscando, entre otros, que los servicios provistos por estos sistemas sean competitivos y que se elimine el riesgo de discriminación. La Directiva contempla como excepción de esta disposición el caso en que el sistema de almacenamiento sea un componente de red aprobado por el regulador y que no sea empleado para comprar o vender electricidad en el mercado. Asimismo, la Directiva estableció que los gestores de la red no deben poseer, desarrollar ni gestionar puntos de carga para vehículos eléctricos.

El documento resalta que sin una separación efectiva entre las redes y las actividades de generación y suministro existe un riesgo intrínseco de discriminación (El Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, 2019).

La Misión de Transformación Energética, que realizó recomendaciones puntuales para el caso colombiano, sugiere que los DERs sean propiedad del operador de red únicamente en casos excepcionales.

Plataformas para ofrecer servicios de DERs a los Operadores de Sistemas de Distribución

La Directiva Europea especifica que se debe permitir e incentivar que los gestores de redes de distribución obtengan servicios de flexibilidad y alivio de congestiones a partir de suministradores de GD, RD o almacenamiento de energía, lo cual se deberá realizar mediante procesos competitivos transparentes y no discriminatorios (El Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, 2019).

Como muestra de la relevancia de los servicios complementarios prestados por los DERs, el proyecto SmartNet llevado a cabo en Europa se enfocó en una investigación sobre diferentes esquemas de coordinación entre Operadores de Sistemas de Transmisión - TSOs y Operadores de Sistemas de Distribución - DSOs y diferentes enfoques para adquirir servicios complementarios por parte de los DERs instalados en sus redes.

Este proyecto tuvo una duración de 3 años y fue financiado por Horizon 2020, que es un programa de la Unión Europea para la innovación e investigación. Como parte del proyecto se realizaron tres pilotos, en España, Italia y Dinamarca, para analizar y comparar los requerimientos para la coordinación TSO - DSO y evidenciar las ventajas de los servicios complementarios prestados por los DERs (SmartNet).



De forma similar, el proyecto EU-SysFlex implementó pilotos para probar esquemas de flexibilidad en un sistema con alta penetración de fuentes de generación renovable. En particular, incluyó pruebas de sistemas de control de los DERs conectados a la red de un DSO para proveer flexibilidad. Este trabajo estuvo liderado por EDP (EU-SysFlex, 2017).

De otra parte, en 2015 el Estado de Nueva York dio lineamientos para que las empresas de energía integren DERs en sus redes, dentro de lo que se incluye crear plataformas en línea para negociar productos y servicios de los DERs (IRENA, 2019) (Utility Dive, 2020).

En el Reino Unido, el DSO Western Power Distribution anunció en 2017 su plan de avanzar en la modernización de la red que incluye, entre otras actividades, la contratación de servicios con usuarios y agregadores (IRENA, 2019). De forma similar, un operador de red escocés SSEN (Scottish and Southern Electricity Networks) realizó diferentes pruebas piloto para implementar una plataforma que permitiera contratar servicios de flexibilidad de recursos distribuidos. En julio del 2021 SSEN anunció la creación de 37 áreas de flexibilidad denominadas “Constraint Managed Zones (CMZs)” en las cuales se hará uso de generación distribuida o almacenamiento para manejar las restricciones de red y los periodos de alta demanda (SSEN, 2021).

3. Contexto regional

Generación Distribuida

La GD está tomando fuerza rápidamente en Latinoamérica, y varios países están implementando nuevas regulaciones para permitir que los pequeños generadores se conecten directamente a la red de distribución y vendan su energía excedente a la red.

En países donde la GD ya estaba permitida de alguna forma, los reguladores buscan mejorar el marco para incentivar la incorporación de este tipo de fuentes que aumentan la capacidad renovable con un impacto ambiental bajo. A continuación, presentamos algunos casos que pueden tomarse como los más destacados de la región.

- **Chile:** la evolución regulatoria para la inserción de GD inició con la Ley 19.940 de 2004, en la que se habilita la entrega de excedentes para los pequeños generadores, menores a 9 MW, en las redes de media tensión. Ésta actividad fue regulada oficialmente en el año 2005, con la aprobación del reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación (D.S. N° 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción), establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicho reglamento fue modificado en 2014, mediante el D.S. N° 101 del Ministerio de Energía, conformando el marco regulatorio vigente en la actualidad, junto con la modificación mediante el reglamento D.S. N° 244 que simplifica los trámites para generadores por debajo de 1,5 MW (SEC, 2020).

Por otra parte, mediante la Ley 20.571 de 2012 se crea el sistema de facturación neta para clientes regulados que cuentan con generación a partir de recursos energéticos renovables no convencionales, por debajo de 0,1 MW, Ley que fue regulada por el D.S. 71 en 2014.

- **Brasil:** desde el año 2004 se han realizado proyectos piloto de GD, sin embargo, fue hasta el año 2010 cuando se comenzaron a discutir los lineamientos de política para regular su inserción en el sistema eléctrico. Después de un proceso en el que participaron las empresas de energía, academia y entes gubernamentales se promulgó la resolución 482/2012, en la que se habilita la conexión masiva de sistemas de GD (Colombia Inteligente, 2017).



- **Argentina:** desde finales del año 2017 existe la ley 27.424 de "*Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública*", que habilita a usuarios residenciales y a pymes para la generación de energía eléctrica de origen renovable "*para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red*". (Presidencia República de Argentina, 2017)
- **México:** en el año 2014 se estipularon en la Ley de la Industria Eléctrica los lineamientos de política relacionados con GD, con el objetivo de promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes; y la Ley de Transición Energética, publicada en el año 2015, la cual tiene por objeto, regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.

Respuesta de la demanda

- **Chile:** el primero de enero de 2020 se dio inicio al nuevo régimen del mercado de Servicios Complementarios (SSCC), siendo el primer servicio por subastar el de Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control Terciario de Frecuencia (CTF), ya que, de acuerdo con los estudios del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), para el año 2020 únicamente para estos dos servicios se presentan las condiciones de competencia requeridas generar un mercado de subasta. Producto de la determinación de competitividad para dichos servicios, se espera que la implementación de las subastas permita el desarrollo de un mercado competitivo y sea beneficioso para el sistema. Los servicios complementarios restantes en los que no se identificó suficiente competencia, se prestan de acuerdo con la instrucción directa del CEN a cada planta (Energía Estratégica, 2020).

La modificación al SSCC incluyó reglas que permiten a los usuarios prestar servicios complementarios mediante reducción de demanda y creó un agente Agregador de Demanda. Adicionalmente, permite que los sistemas de almacenamiento participen en las licitaciones de SSCC (Colegio de Ingenieros de Chile, 2018) y (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2019)

Sistemas de Almacenamiento de Energía

- **Chile:** el desarrollo de sistemas de almacenamiento en la región es un tema en auge y se resalta que Chile ha logrado avances significativos con la emisión de la Ley 20.936 de 2016 (Ley de Transmisión), con la que definió los sistemas de almacenamiento de energía como elementos independientes, así:

"Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento. Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros."



Por último, el Gobierno de Chile ha decidido incluir a los sistemas de almacenamiento como parte de las infraestructuras de transmisión eléctrica en su plan de expansión y también los habilitó para la prestación de servicios complementarios desde el año 2020 (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2019).

4. Contexto nacional

Generación Distribuida

En Colombia, el marco regulatorio para la GD se fundamenta en las Leyes 142 y 143 de 1994, la Ley 1215 de 2008, la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2021, los Decretos 2469/2014 y 348/2017, las Resoluciones CREG 030/2018 y 038/2018, la Resolución UPME 281 de 2015, entre otros.

Es necesario iniciar precisando que, aunque internacionalmente se tienen diferentes definiciones de GD, las cuales normalmente coinciden en que es la generación proveniente de plantas conectadas a baja y media tensión como techos solares o microturbinas, en el caso de Colombia esta definición se divide y desde un inicio se han tenido definiciones diferenciadas para la generación distribuida y para la autogeneración a pequeña escala. La primera, generación distribuida, hace referencia a proyectos con potencia menor o igual a 0,1 MW conectados a las redes de distribución y la segunda, autogeneración a pequeña escala, hace referencia a proyectos con potencia menor o igual a 1 MW desarrollados principalmente con fines de autoabastecimiento.

Se resalta que estas definiciones han venido evolucionando a lo largo del tiempo y en estos momentos la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG analiza una nueva modificación. A continuación, se realiza un recuento de la evolución que han tenido estas definiciones:

La Ley 143 de 1994 definió al autogenerador como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades; es decir, queda explícitamente restringida la entrega de excedentes de generación a la red eléctrica. Con la Ley 1215 de 2008 se define el proceso de cogeneración, entendido como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva, y se abre la posibilidad de vender excedentes a la red pero con una contribución solidaria del 20% sobre los excedentes de energía vendidos por los cogeneradores, pero no sobre el consumo propio, además ésta ley otorga facultades a la CREG para determinar los requisitos técnicos y la metodología de remuneración.

Con la Ley 1715 de 2014 se modificó el concepto de autogeneración, permitiendo a los agentes que desarrollan esta actividad entregar sus excedentes de energía a la red, pero condicionándolos al cumplimiento de los lineamientos generales de política expedidos por el Ministerio de Minas y Energía y al cumplimiento de la regulación que establezca la CREG.

En cumplimiento de la legislación, la CREG publicó la Resolución 030/2018 con la cual regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. En este documento realiza las siguientes definiciones, las cuales se están revisando en estos momentos:

Autogeneración. Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.

Autogenerador a pequeña escala, AGPE. Autogenerador con potencia instalada igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.



Generador distribuido, GD. *Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.*

La resolución en mención establece procedimientos simplificados para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala con una capacidad menor o igual a 5 MW. Además, define diferentes metodologías para remunerar a los autogeneradores por los excedentes que entregan a la red, entre las que se destaca el esquema bidireccional de créditos de energía. También, establece otras disposiciones como que para las instalaciones de hasta 100 kW no serán necesarios sistemas de medición de respaldo, ni el registro de la frontera comercial y que los proyectos de hasta 1 MW, deben cumplir con la totalidad de los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, CREG 038/14.

En armonía con esta resolución CREG, el Consejo Nacional de Operación - CNO estableció requisitos de protección para la conexión al Sistema Interconectado Nacional - SIN de generadores menores a 5 MW y criterios para la coordinación de estas protecciones. Este documento fue publicado mediante el Acuerdo 1071 del 2018 y sustituido por el Acuerdo 1258 de 2019 y posteriormente por el Acuerdo 1322 de 2020. Además, el formato de conexión simplificada para generadores distribuidos y autogeneradores a pequeña escala con capacidad menor o igual a 0.1 MW fue publicado mediante la circular 108 de 2018 (Colombia Inteligente, 2019).

Ahora bien, es importante resaltar que la normatividad colombiana normalmente exige a los autogeneradores y cogeneradores contar con un respaldo en la red, este es necesario ya que, aunque este tipo de facilidades están en la capacidad de autoabastecerse total o parcialmente, siguen conectados a la red y el cualquier momento pueden requerir energía de esta.

Las resoluciones CREG 082/02, 097/08, 015/18 y afines, han abordado el tema del respaldo de red. Inicialmente, la resolución CREG 082/02 valoraba el respaldo como el costo anualizado de la capacidad de transformación adicional requerida para atender al usuario en las condiciones del contrato de respaldo firmado entre el Operador de Red y el usuario o productor marginal. Más adelante, la resolución CREG 015/18, especifica las obligaciones del operador de red y del usuario relacionadas con el servicio de respaldo y amplía su valoración considerando todas las inversiones necesarias para prestar el servicio como líneas, transformadores y demás equipos. Como puntos importantes se resaltan los siguientes: el usuario conoce, de acuerdo con su capacidad de conexión requerida, el nivel de tensión al cual debe conectarse sujeto a la disponibilidad del operador de red y este último está en la obligación de otorgar la capacidad de respaldo al usuario siempre y cuando su sistema cuente con disponibilidad de acuerdo con un estudio técnico.

Paralelamente, para los pequeños generadores se fueron flexibilizando algunos requerimientos, por ejemplo, el Decreto 348 de 2017 elimina la obligación de suscribir un contrato de respaldo de capacidad para los autogeneradores a pequeña escala con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW.

la Misión de Transformación Energética, llevada a cabo en el año 2019 por el Ministerio de Minas y Energía, recomienda aprovechar y remunerar los beneficios de la GD a nivel de distribución, así como habilitar su participación en el mercado de energía.

Respuesta de la demanda

En Colombia normalmente la demanda no ha tenido una participación activa ante el sistema o ante el mercado, sin embargo, se resalta que esto ha venido evolucionando y hoy en día se habilita su participación únicamente ante condiciones críticas del sistema o el mercado. A continuación, se



destacan los avances del país en este aspecto, pero se advierte que aún se tienen grandes retos en esta materia y un gran camino que recorrer:

- La Resolución CREG 071 de 2006, que establece el Cargo por Confiabilidad y su remuneración con el fin de garantizar el abastecimiento de la demanda de energía en épocas críticas mediante la asignación de Obligaciones de Energía Firme - OEF a los generadores, definió la Demanda Desconectable Voluntaria - DDV como la reducción voluntaria de consumo a cambio de una contraprestación pagada por parte de los generadores que no pueden cumplir con las OEF adquiridas. Los consumidores que participan en programas de DDV deben hacerlo a través del comercializador que los representa y únicamente cuando un generador considera que necesita hacer uso de la DDV.
- La Ley 1715 de 2014 estableció la definición de RD y facultó al Ministerio de Minas y Energía y a la CREG para establecer programas de RD, además, estableció que el Gobierno nacional se encargará de financiar las acciones de RD incluidas en el PROURE y también apoyará las iniciativas de RD en zonas no interconectadas (ZNI).
- El Decreto 2492 de 2014 determinó que la CREG debía incluir en el diseño de los cargos que remuneran las actividades de transmisión y distribución, tarifas horarias y/o canasta de tarifas de forma tal que permitan incentivar económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación del servicio, así como mecanismos en la fórmula tarifaria que permitan que al usuario final lleguen señales horarias.
- La Resolución CREG 011 de 2015 estableció un programa de RD para el mercado diario cuando el precio de bolsa es mayor al precio de escasez, situación en la que los comercializadores pueden hacer ofertas de reducción del consumo de sus usuarios participando en este programa. Las ofertas de RD por parte de los comercializadores son tenidas en cuenta para el despacho diario.
- La Resolución CREG 029 de 2016 definió de forma temporal el programa Apagar Paga con el objetivo de reducir el consumo de energía mediante esquemas de incentivos y penalizaciones, en un contexto en el que el país experimentaba un fuerte Fenómeno del Niño que comprometió el suministro de energía eléctrica. Este programa de racionamiento involucró a clientes residenciales, comerciales e industriales, estableciendo metas individuales de ahorro de energía, lo cual permitió un ahorro diario de energía de 5,88% durante la duración de este programa. Si bien Apagar Paga demostró ser efectivo y dio las primeras luces del interés de la demanda de responder ante incentivos, fue diseñado de forma puntual para solucionar la situación crítica del sistema en el año 2016.
- La Resolución CREG 015 de 2018 estableció cargos horarios para los usuarios que dispongan de un equipo de medida con registro horario, para este fin definió tres periodos de carga: máximo, medio y mínimo, con los que se realiza el cálculo de estos cargos horarios. Sin embargo, esta reglamentación no aplica para la tarifa en general sino para una de sus componentes y aún no se ha materializado su implementación.

En vista de que la RD se encuentra limitada a condiciones particularmente críticas en el sistema eléctrico, la Misión de Transformación Energética, llevada a cabo en el año 2019 por el Ministerio de Minas y Energía, propone medidas para que la demanda participe en el mercado del día anterior y tenga influencia en la formación del precio spot, y que además pueda prestar servicios complementarios al sistema según las necesidades de este y que responda a señales de precio. Lo



anterior implica cambios sustanciales en la estructura tarifaria, los roles de los agentes existentes, la creación de nuevos agentes como el agregador y la creación de nuevos mercados.

Estas recomendaciones de la Misión buscan aprovechar los beneficios que la RD puede tener en el sistema aplanando la curva de carga, influyendo en la formación de precios eficientes de la energía, ofreciendo servicios auxiliares y retrasando inversiones de expansión de las redes.

Sistemas de Almacenamiento de Energía

A raíz de los atrasos en las obras de expansión de redes de transmisión en STN y STR se ha evidenciado la necesidad de buscar alternativas que contribuyan a mitigar los efectos de estos atrasos, tal es el caso de la instalación de sistemas de almacenamiento de energía con baterías. Por lo tanto, la Comisión de Regulación CREG mediante la resolución CREG 098 de 2019, definió los mecanismos para incorporar estos sistemas en el Sistema Interconectado Nacional, con el objeto de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional, STN, o en un Sistema de Transmisión Regional, STR.

Esta resolución definió los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, SAEB como la instalación de grupos de baterías, con sus correspondientes equipos de conexión, corte y protección, que se utiliza para el almacenamiento temporal de energía eléctrica y su posterior entrega al sistema. Así mismo estableció las condiciones en las cuales es viable la instalación de los SAEB y el papel que asume la UPME al realizar la recomendación de la instalación a partir de la identificación de la necesidad en una lista de los proyectos de instalación de SAEB, la realización del el proceso de selección y las responsabilidades del agente que instala un SAEB así como su remuneración, entre otros aspectos.

Como consecuencia de lo anterior la UPME publicó la convocatoria pública STR 01-2020 Almacenamiento de Energía con Baterías - Atlántico, que contiene los Documentos de Selección del Inversionista e Interventor (DSI) del Proyecto y sus Anexos dentro de los cuales se ha definido como fecha de puesta en operación el 30 de junio de 2022 con una capacidad de almacenamiento de 50 MW.

Lo anterior es lo que actualmente se encuentra en la regulación respecto de los sistemas de almacenamiento de energía, no obstante, teniendo en cuenta el contexto colombiano, el almacenamiento de energía podría ser integrado en la prestación de servicios en todas las actividades de la cadena, las alternativas de almacenamiento de energía pueden ser integradas dentro de los planes de inversión de los operadores de red y en los planes de expansión que realiza la UPME.

De otro lado, dentro del Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022 "*Pacto por Colombia, pacto por la equidad*", se determinó la responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía de establecer los lineamientos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía y aumentar la participación de la generación distribuida en el sistema eléctrico.

Por último, dentro de las propuestas de la Misión de Transformación, está la aprovechar los sistemas de almacenamiento local de gran escala para ofrecer solución a: i) Confiabilidad para zonas apartadas o de alta densidad y difícil respaldo; ii) reducción de picos de demanda; iii) reducción de costos de restricciones eléctricas (congestión red); iv) soporte de voltaje en condiciones normales y en contingencia; v) suministro adicional en donde las limitaciones de espacio o restricciones de los POT no permiten la entrada y ampliación de infraestructura convencional; y vi) no se permite el arbitraje en cuanto a precios.

5. Definición del problema

Actualmente, en el contexto colombiano el nivel de adopción de DER es bajo, iniciando con instalaciones de autogeneración y generación distribuida y el despliegue de medidores avanzados realizado por algunos operadores de red. Adicionalmente, la penetración de vehículos eléctricos es baja, al igual que las instalaciones de almacenamiento de energía a nivel residencial y participación de la respuesta de la demanda. Por ejemplo, si se consideran las fases descritas por Lawrence Berkeley National Lab (Kristov, De Martini, & Schwartz, 2015), se muestra una evaluación cualitativa del nivel de adopción de los DER y se concluye que el país se encuentra todavía en la primera etapa.



Figura 7. Estado de adopción de los DERs
Fuente: Adaptado de (Colombia Inteligente, 2019)

En cuanto a generación distribuida, de acuerdo con la base de datos de la UPME actualizada a fecha de mayo 2021, se encuentran 46 generadores distribuidos registrados en estado de operación, que suman una potencia de 436 kW. Sin embargo, este registro es voluntario, y en la actualización a corte 2020 figuraba únicamente un generador distribuido. Esto pone en evidencia la necesidad de contar con un esquema de reporte de la información sobre estos proyectos para contar con información actualizada y completa sobre sus características. La autogeneración ha tenido mayor incorporación en la red, con 1569 proyectos de autogeneración a pequeña escala registrados en el sistema de la UPME, que suman cerca de 46 MW, la mayoría empleando energía solar.

Por otra parte, las reglas aplicables a la autogeneración a gran escala fueron establecidas en 2015, y actualmente están en operación 97 proyectos, que aproximadamente suman 295 MW.

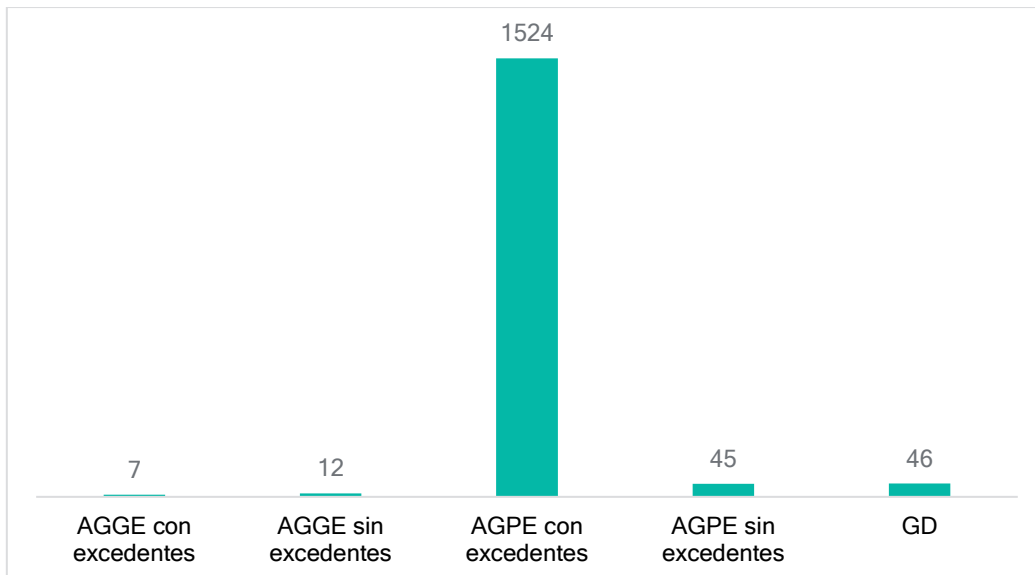


Figura 8. Número de proyectos GD y autogeneración en operación registrados en la UPME
Fuente: UPME, Mayo 2021

Los sistemas de almacenamiento a nivel distribuido todavía no cuentan con un marco de acción. A nivel de STN, la CREG definió en 2019 el marco para integrar sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) con el fin de mitigar los efectos de las congestiones en la red. En 2020 se publicó el borrador de los términos de referencia para SAEB y en 2021 se adjudicó la primera convocatoria SAEB en el país, con el propósito de instalar un sistema de baterías con capacidad de entrega de 45 MWh de energía para operar ante condiciones de contingencia del Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento de Atlántico. Por último, se resalta que la respuesta de la demanda cuenta con participación solamente ante escenarios críticos en el sistema.

5.1. Problema Central

Se emplearon tres árboles de problemas para identificar de forma detallada y precisa los problemas, barreras y necesidades de política pública de cada uno de los temas que se han manejado en este documento: GD, RD y almacenamiento de energía.

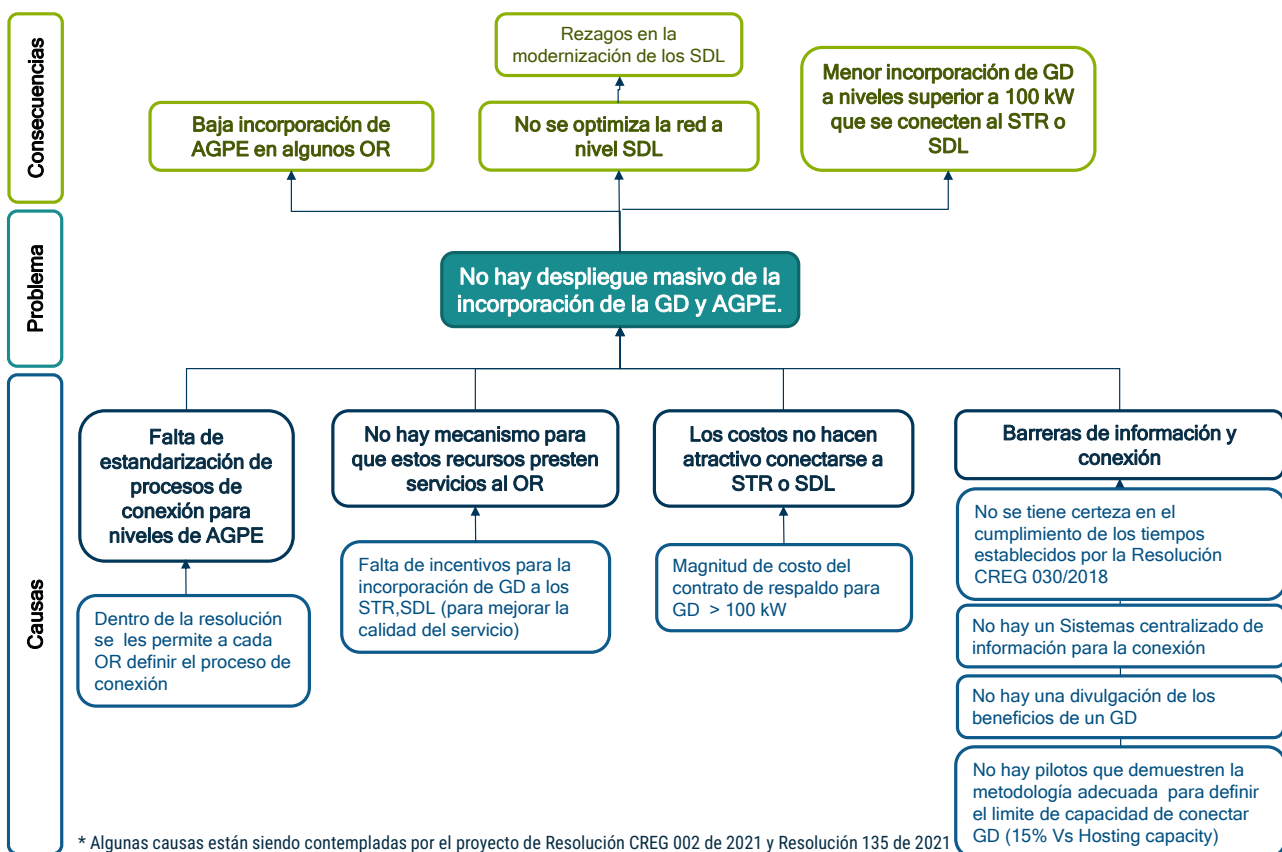


Figura 9. Árbol de problemas Generación Distribuida
Fuente: Elaboración propia

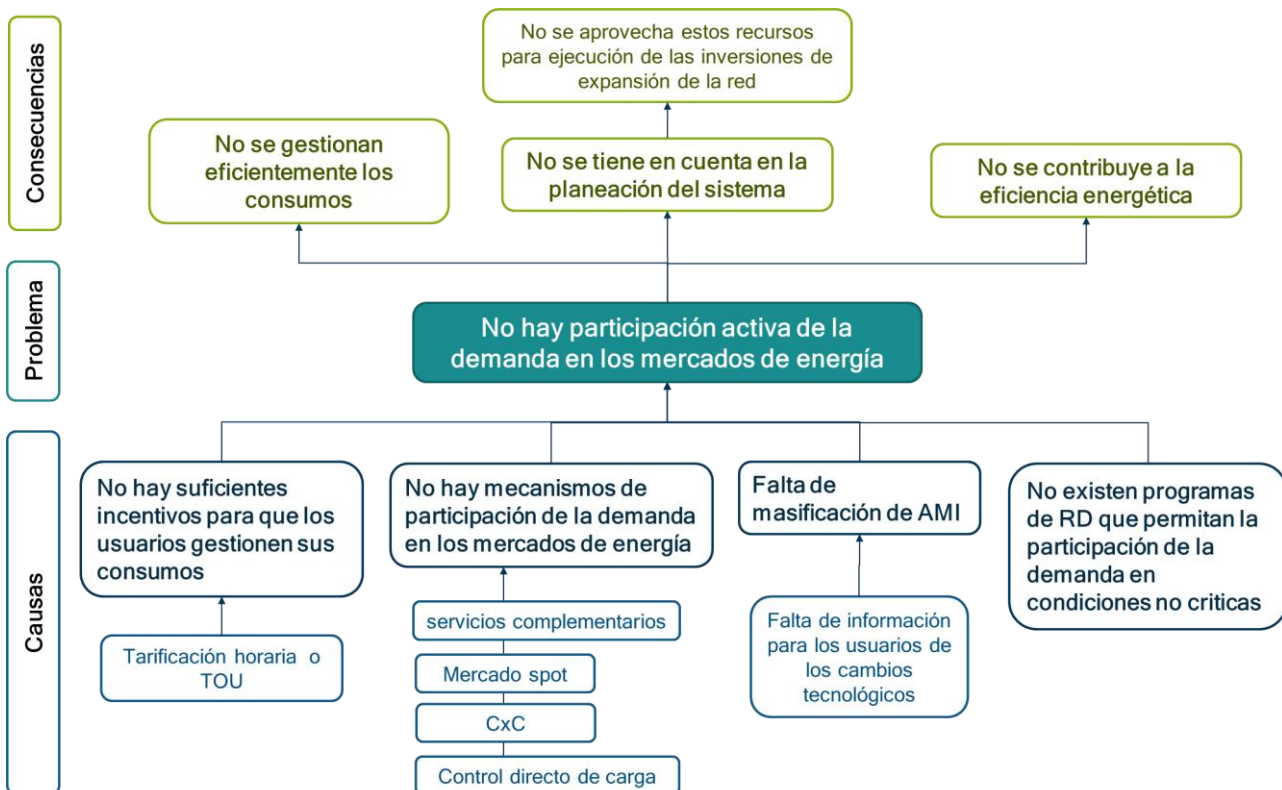


Figura 10. Árbol de problemas Respuesta de la Demanda
Fuente: Elaboración propia

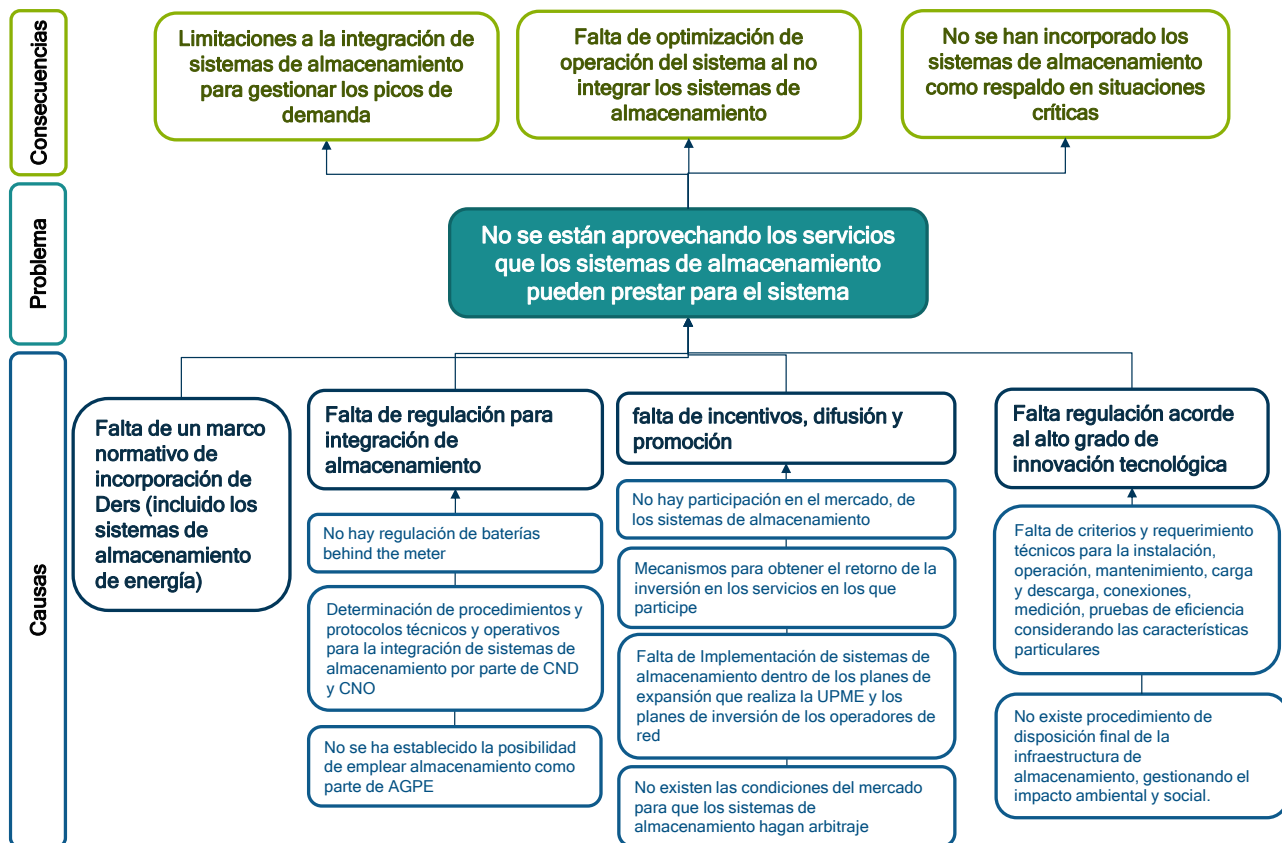


Figura 11. Árbol de problemas Sistemas de Almacenamiento
Fuente: Elaboración propia

5.2. ¿Qué está causando o dando origen a dicha situación?

5.3.1 Causas

- Generación Distribuida

Se identificó como causas de la poca incorporación de la GD barreras como que, en la resolución CREG 030/18, establece en el artículo 9 el diseño de un formato simplificado para realizar la solicitud de conexión de los autogeneradores a pequeña escala y generación distribuida; sin embargo, dicho formato no es estándar y puede variar por cada Operador de Red-OR. Lo anterior puede generar confusiones en los usuarios propietarios de proyectos por la falta de claridad en los procesos de conexión, beneficios y obligaciones, convirtiéndose en un obstáculo de acceso de información.

En el proyecto de resolución CREG 002 de 2021 "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional", en el artículo 11 se le asigna la responsabilidad al CNO de diseñar un formato de conexión simplificado para los GD y Autogenerador con potencia máxima declarada de 5 MW.

De otra parte, requisitos como el contrato de respaldo cuyo costo puede hacer inviable financieramente la instalación de GD >100 kW. Adicionalmente, no existen mecanismos de remuneración para que estos recursos presten servicios a los OR, no se realiza una divulgación de los beneficios de la instalación de GD y faltan incentivos para su incorporación en los Sistemas De Distribución Local en diferentes tipos de servicios que puedan prestarle a las redes.

Sin embargo, en el proyecto de resolución CREG 002 de 2021 “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”, artículo 8 los OR reconocerán beneficios por reducción de pérdidas a los GD conectados a una distancia superior al 50% de la distancia del circuito. Adicionalmente, esta resolución estandariza

- **Respuesta de la demanda**
Como causa del problema se identificó, en primera medida, la falta de masificación de Infraestructura de Medición Inteligente (AMI) debido a que es necesario el uso de AMI para conocer los consumos de los usuarios de forma continua a lo largo del día. Sin AMI no es posible cuantificar una respuesta dinámica de la demanda y variaciones en el consumo de los usuarios, por lo que no pueden participar en programas de respuesta de la demanda. En segunda medida, las causas del problema son que actualmente Colombia no cuenta con mecanismos de respuesta de demanda en condiciones no críticas, es decir, no hay incentivos para que la demanda modifique sus consumos y la demanda no está habilitada para participar en los diferentes mercados de energía. Lo anterior quiere decir que Colombia no cuenta con un marco regulatorio de participación de la demanda.
- **Sistemas de almacenamiento**
Los sistemas de almacenamiento de energía son recursos multipropósito que pueden prestar diversos servicios, se identificó como causa del problema que no se están aprovechando estos servicios dentro del sistema energético nacional como son, aquellos prestados para el sistema de potencia, para la infraestructura de transmisión y distribución, servicios complementarios y gestión de demanda del usuario. Adicional a esto la incorporación de sistemas de almacenamiento puede ser elemento facilitador para los cambios que implica la transición energética y se ha identificado que no se están usando de manera masiva como complemento a los sistemas de generación con fuentes no convencionales de energía, esto puede obedecer a falta de regulación de estos sistemas especialmente en baterías detrás-del-medidor y requerimientos técnicos, falta de difusión y promoción y a que no hay participación en el mercado de los almacenadores.

5.3. ¿Cuáles son los efectos que surgen de esa situación?

5.4.1. Efectos

- **Generación distribuida**
A pesar del marco regulatorio desarrollado para la GD se evidencia una baja incorporación de estos recursos, los cuales son considerados como una parte primordial en el desarrollo de las redes inteligentes, lo que ocasiona un desaprovechamiento en la optimización de la red de distribución.
La baja incorporación de GD ocasiona rezagos en la modernización de los SDL puesto que con una alta penetración de este tipo de recursos se incentiva la transición a modelos de redes inteligentes. Lo cual abre a los usuarios un sin fin de alternativas para gestionar sus consumos, de modo que éstos puedan convertirse también en generadores y distribuidores de energías renovables y adaptar sus consumos según la información de precios.
- **Respuesta de la demanda**
La falta de participación activa de la demanda en los mercados de energía tiene como consecuencia que no existe una gestión eficiente de la demanda y no se está aprovechando esto como un recurso para la planeación. Teniendo en cuenta que la demanda puede reducirse o desplazarse en el tiempo como respuesta a incentivos, incluirla en la planeación

traería beneficios para el sistema y los usuarios. Adicionalmente, al no aprovechar los cambios en el consumo como respuesta a incentivos se pierde la oportunidad de contribuir a la eficiencia energética mediante la gestión de los consumos.

La reducción de demanda o desplazamiento de los consumos a lo largo del día tienen el potencial de retrasar inversiones en expansión de las redes y de la generación debido a que podría reducirse el pico de energía consumida. Al no considerar la demanda como un recurso dinámico en el planeamiento de la expansión no se está aprovechando esta posibilidad.

- **Sistemas de almacenamiento**

La falta de integración de los sistemas de almacenamiento conlleva a que no se utilicen estos sistemas como respaldo en situaciones críticas, también a que haya limitaciones en la gestión de los picos de demanda y a que no se logre optimización de los recursos de generación del sistema, que se traduciría a reducción de costos de la energía en picos de consumo, beneficiando a toda la demanda del país.

6. Identificación de los grupos afectados e interesados

GRUPO DE ACTORES	ACTOR	POSICIÓN (Beneficiario, Cooperante o afectados)	TIPO DE CONTRIBUCIÓN/ AFECTACIÓN
Expertos académicos	Universidades, SENA e instituciones técnicas	Cooperante	Formación académica de profesionales capacitados en temas técnicos, económicos, políticos, sociales enfocados a los DERs, y conducir investigaciones relacionadas con incorporación y despliegue de DERs
Sector Privado - Empresas	Operadores de Red	Beneficiario	Contarán con recursos que ayuden a la planeación, operación y calidad del servicio. Requerirán mayor esfuerzo logístico y técnico para coordinar los DERs en su red, por lo que la remuneración del servicio deberá ajustarse para que los OR no perciban afectaciones.
	Empresas proveedoras de equipos (baterías, paneles solares, medidores, etc) relacionados con el funcionamiento de DERs	Beneficiarios y cooperantes	Se abren nuevas oportunidades de negocio en la venta y mantenimiento de equipos. Cooperan al aportar el conocimiento adquirido y la experiencia en el despliegue de estas tecnologías
	Promotores de proyectos	Beneficiarios	Se amplía el campo de negocio y las oportunidades de inversión en proyectos DERs.
	Entidades de financiamiento	Cooperantes	Facilitan el cierre financiero de los proyectos de DERs



GRUPO DE ACTORES	ACTOR	POSICIÓN (Beneficiario, Cooperante o afectados)	TIPO DE CONTRIBUCIÓN/ AFECTACIÓN
	Entidades certificadoras de instalaciones eléctricas	Cooperantes	Proveen las certificaciones requeridas para la conexión de los DERs al sistema de distribución
	Comercializadores de energía eléctrica	Beneficiarios	Se abren nuevos mercados y nuevas funciones en el desarrollo de la actividad de comercialización
ONGs	USAID, BID Banco Interamericano de Desarrollo, y otras ONG	Cooperantes	Proveer fondos para realizar investigaciones, estudios, proyectos piloto y capacitaciones para la integración de DERs
Intereses organizados	SER Colombia	Cooperante y beneficiario	Colaborar con insumos para la formulación de programas que incentiven los DERs. Se benefician al tener más oportunidades de negocio para las energías renovables con la GD
	Asoenergía y ANDI	Beneficiario	Nuevas oportunidades de negocio que impactan en el costo del servicio de energía eléctrica.
	Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones de Colombia, ANDESCO	Beneficiario y cooperantes	Comercializadores y generadores de energía contarán con nuevas oportunidades de negocio. Distribuidores de energía podrán gestionar su red de forma eficiente. Cooperan con insumos para la implementación exitosa de programas de DERs, información, apoyo tecnológico y de comunicaciones.
	Asociación Colombiana de Distribuidores de energía eléctrica ASOCODIS		Contarán con recursos que ayuden a la planeación, operación y calidad del servicio. Requerirán mayor esfuerzo logístico y técnico para coordinar los DERs en su red, por lo que la remuneración del servicio deberá ajustarse para que los OR no perciban afectaciones.
	Colombia Inteligente	Cooperante	Desarrollo de estudios e insumos para la implementación de programas de DERs
	Clústers de energía de Cámaras de Comercio	Cooperante	Desarrollo insumos para la implementación de programas de DERs
Instituciones gubernamentales, estatales, locales	Ministerio de Educación Nacional	Cooperante	Promover la formación académica de profesionales capacitados en temas técnicos, económicos, políticos, sociales enfocados a los DERs, y conducir investigaciones relacionadas con incorporación y despliegue de DERs

GRUPO DE ACTORES	ACTOR	POSICIÓN (Beneficiario, Cooperante o afectados)	TIPO DE CONTRIBUCIÓN/ AFECTACIÓN
	Ministerio de Minas y Energía	Cooperante	Formulación de lineamientos de incorporación de DERs
	Ministerio de TIC	Cooperante	Apoyo en los esquemas de comunicaciones necesarios para la incorporación de DERs
	Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible	Cooperante	Define temas como la disposición final de los elementos tecnológicos de los DERs
	DNP Departamento Nacional de planeación	Cooperante	Fomento de incorporación de DERs mediante PND y CONPES
	Curadurías Urbanas	Cooperante	Verificar cumplimiento de normas urbanísticas relacionadas con la inclusión de DERs en las edificaciones otorgando el licenciamiento requerido
	CREG	Cooperante	Emite la regulación aplicable a los DERs
	UPME	Cooperante	Apoyo en la implementación de medidas de fomento de DERs. Provee información sobre los proyectos registrados
	Alcaldías	Cooperante	Emisión de POT con especificaciones particulares para DERs en caso de que sea requerido
Usuarios beneficiarios	Consumidores de energía eléctrica	Beneficiarios	Podrán gestionar sus consumos, recibir información sobre el servicio de energía eléctrica, participar en diferentes mercados, obteniendo beneficios económicos
Trabajadores	Firmas de consultoría y estructuradoras de proyectos	Cooperante	Asesoría y acompañamiento a los usuarios que instalen y participen en DERs

Tabla 1. Identificación de entidades y agentes involucrados.

Fuente: Elaboración propia

7. Definición de objetivos

7.1 Objetivo General

Fomentar la incorporación de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) en el sistema eléctrico colombiano para empoderar a los usuarios y optimizar el funcionamiento de la red de distribución

7.2 Objetivos Específicos

- I. Incentivar la creación de nuevos modelos de negocio y de nuevos mecanismos de mercado facilitando la optimización de los costos de la prestación del servicio mediante el aprovechamiento de la innovación tecnológica
- II. Contribuir a la gestión eficiente de la energía mediante la implementación de recursos energéticos distribuidos.



- III. Incorporar lineamientos para una planeación integral de la red que permitan la modernización y la descentralización del mercado
- IV. Establecer los lineamientos para promover el desarrollo de mecanismos de participación de los recursos energéticos distribuidos dentro del mercado de energía
- V. Impulsar medidas que incentiven y aumenten, de forma eficiente, la incorporación de recursos energéticos distribuidos en el sistema.

8. Selección de opciones y/o alternativas

Partiendo de la identificación de los problemas y las barreras que enfrenta el desarrollo de DERs en Colombia, y tomando en cuenta las conversaciones mantenidas con diferentes agentes del sector, se concluye que mantener el *status quo* no es suficiente para alcanzar los objetivos propuestos en la sección anterior.

Así, se analizarán los impactos de continuar el *status quo* y a su vez se proponen diferentes alternativas para materializar cada uno de los objetivos planteados.

Las alternativas pueden responder a más de un objetivo, sin embargo, para simplificar el análisis las alternativas se catalogaron dentro de un solo objetivo y la evaluación se realizó acorde a esto.

8.1 Alternativas y sus impactos

Objetivo 1: Incentivar la creación de nuevos modelos de negocio y de nuevos mecanismos de mercado facilitando la optimización de los costos de la prestación del servicio mediante el aprovechamiento de la innovación tecnológica.

- Alternativa 1: Reglamentar sandboxes o areneras regulatorias para que los agentes o empresas interesadas desarrollen pilotos para probar nuevos esquemas regulatorios o modificaciones a los esquemas actuales. La Misión de Transformación recomienda el uso de areneras, no solo para evaluar la incorporación de los DERs, sino para evaluar cualquier alternativa que conlleve a la modernización del sector.

Al existir una regulación que incentive la implementación de areneras regulatorias, se hace atractivo a los OR, a los comercializadores y a cualquier interesado el diseño e implementación de los mismos, de la misma forma, los usuarios que participarían en estos pilotos lo harían de forma voluntaria, involucrándolos en los cambios y modernización regulatoria. La participación voluntaria de los usuarios es un componente fundamental para el buen desarrollo del piloto ya que un usuario al que se le impone esto, puede no comprometerse con el proyecto, por lo que se alteran los resultados del mismo.

Estas areneras proporcionarían datos reales de los impactos de la incorporación de DERs en la red de distribución, en la operatividad de los OR y en diferentes mercados en los que se quiera experimentar con la participación de los DERs, entre otros. La implementación de las areneras regulatorias se haría de acuerdo con la reglamentación que la CREG emita.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
Facilita el desarrollo de proyectos piloto y su monitoreo, además facilita que la CREG y el MME tengan acceso a los resultados y conclusiones de estos proyectos para tomar decisiones regulatorias o de política. Permite la evaluación de mecanismos para integrar los DERs.	Aumenta costos operativos en la CREG ya que debe establecerse el marco regulatorio de funcionamiento de los sandboxes o areneras. Se debe crear el mecanismo para la remuneración de los proyectos piloto.



<p>Remueve temporalmente los impedimentos regulatorios para hacer el piloto.</p> <p>Oportunidad de aprovechar recursos de fondos de cooperación internacional y banca multilateral para el desarrollo de proyectos piloto.</p> <p>La participación voluntaria de los usuarios es un elemento que empodera a la demanda ya que abre la puerta para que participen y se involucren en la transformación, sin que sea una carga impuesta por el gobierno o el regulador.</p>	
---	--

- Alternativa 2: Reglamentar proyectos piloto de forma obligatoria para los OR o los comercializadores. Este esquema implica que sería la CREG o el MME quienes establecen la temática de los pilotos y los OR o comercializadores deberían implementarlos. Al hacerlo de esta forma, se limitan las oportunidades de innovación ya que los pilotos responderían a un mandato regulatorio y no a una iniciativa individual. Si se establece una obligatoriedad se tendría acceso a información en zonas donde por su tamaño o sus condiciones socioeconómicas no sea posible obtenerla con pilotos voluntarios, no obstante, podría ser contraproducente al elevar los costos operativos reflejados en la tarifa de los usuarios.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>La información disponible como resultado de estos pilotos sería detallada y abundante, ya que se tendrían datos de todo el país.</p> <p>Esta alternativa habilita que se realicen proyectos piloto en todo el país simultáneamente, teniendo una muestra grande para tomar decisiones.</p> <p>Remueve temporalmente el impedimento regulatorio</p> <p>Puede facilitar los pilotos en zonas en las que no sea posible mediante los pilotos voluntarios</p>	<p>Los costos operativos serían asumidos en la tarifa de los usuarios finales. Algunos OR o comercializadores pueden no tener la capacidad financiera para implementar los proyectos piloto.</p> <p>Se requieren altas capacidades de análisis y tratamiento de datos.</p> <p>Complejiza el diseño de los pilotos para que los parámetros apliquen a varias zonas del país al mismo tiempo.</p> <p>Puede generar aversión porque obligaría a los usuarios a participar en los pilotos, lo cual a su vez compromete la calidad de los resultados y conclusiones obtenidos con el proyecto.</p>

- Alternativa 3: Mantener status quo. Los proyectos piloto pueden ser realizados como iniciativas aisladas de algunos interesados, tanto la CREG como el MME no tendrían la trazabilidad y el acceso a los resultados lo que no aportaría a la implementación de la política de DERs. Adicionalmente la ejecución de los pilotos puede tener barreras regulatorias al querer hacer pruebas de modelos que no están en la regulación.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>No requiere desarrollar regulación.</p>	<p>No genera datos ni información que pueda ser usada para modificar o crear nuevos esquemas regulatorios.</p> <p>No se facilita el seguimiento y monitoreo de estos pilotos de iniciativas aisladas.</p> <p>Persisten las barreras regulatorias para los pilotos.</p>



Objetivo 2: Contribuir a la gestión eficiente de la energía mediante la implementación de recursos energéticos distribuidos.

- Alternativa 1: Tarifas dinámicas para incentivar los Recursos Energéticos Distribuidos tales como: la Respuesta de la Demanda (RD), la Autogeneración (AG), los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) y la Generación Distribuida (GD). Estas tarifas se convierten en elemento indispensable para impulsar que la demanda asuma un papel activo gestionando sus consumos según el precio de la energía a lo largo del día. Además, los generadores distribuidos o los sistemas de almacenamiento podrían entregar energía al sistema en horas pico, ayudando al manejo de la congestión y potencialmente reduciendo el costo de la energía.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Los usuarios y los DERs podrán responder a señales de precio para consumir o dejar de consumir energía.</p> <p>Contribuye al aplanamiento de curva de demanda y a la reducción del pico, posibilitando el retraso de inversiones en expansión</p> <p>Empoderamiento de la demanda a través de la participación activa de diferentes usuarios según sus intereses.</p> <p>Ayuda a reducir pérdidas.</p> <p>Contribuye a la modernización del mercado eléctrico</p>	<p>Se requiere crear la regulación del esquema tarifario.</p> <p>Requiere infraestructura de comunicaciones para la difusión de las señales de precio.</p> <p>Requiere diseñar un periodo de transición, curva de aprendizaje de los usuarios y capacitaciones para los usuarios.</p> <p>Para que la implementación de las tarifas dinámicas sea efectiva, debe ir de la mano con el despliegue masivo de AMI, lo que puede retrasar el proceso.</p>

- Alternativa 2: Establecer de forma permanente un programa con características similares a “Apagar Paga” para que los usuarios participen de forma voluntaria. Se establecerían metas de reducción de consumo de acuerdo con una línea base, bajo un esquema de incentivos o penalizaciones que serían trasladados al usuario en la factura del servicio de energía eléctrica. El programa que ya fue implementado en un momento de crisis del sistema podría ser una alternativa para incentivar el consumo responsable de los usuarios, no obstante, este requeriría ajustes respecto a su antecesor.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Tiene como antecedente que se logró reducir 5% promedio de demanda nacional.</p> <p>No requiere la masificación de Medición Avanzada, por lo que pueden participar todos los usuarios</p>	<p>Este programa aplicaría únicamente para la respuesta de la demanda, no tendría beneficios para la generación distribuida ni entrega de excedentes de energía a la red por parte de autogeneradores o sistemas de almacenamiento.</p> <p>Requiere ajustes en el cálculo de la línea base de consumo - LBC con respecto a lo que se definió en el programa Apagar Paga inicial</p> <p>Podría desincentivar el consumo de comercios e industrias, principalmente en actividades intensivas en energía, lo cual afecta el crecimiento económico del país y perjudica la generación de empleos y el bienestar social.</p> <p>El esquema de penalizaciones no sería bien acogido y desincentivaría la participación en el programa.</p>



	<p>Demostó ahorros en energía, pero no según la hora del día, por lo cual no contribuye al aplanamiento de la curva de carga</p> <p>El programa Apagar Paga implementado anteriormente generó reacciones aversas en algunos usuarios</p>
--	--

- Alternativa 3: Sistema de incentivos por medio de puntos proporcionado por los comercializadores para que la demanda gestione su consumo. Cada comercializador establecería el esquema de puntos de acuerdo con su exposición al precio de bolsa y así, según la hora en que el usuario consume energía, podrá ganar puntos. Los puntos que un usuario acumula por consumir energía en el pico serían inferiores a los puntos que acumula si consume en las horas valle en que la energía es más barata. Para este esquema de incentivos se requiere que los usuarios participantes cuenten con medición avanzada, con el fin de cuantificar la energía consumida en los diferentes momentos del día.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Da incentivos económicos para la gestión eficiente de la energía, generando un cambio cultural a largo plazo.</p>	<p>Este programa aplica únicamente para el consumo de energía, no para la inyección de energía. Por lo tanto, su impacto no incluye a la generación distribuida ni la entrega de excedentes de energía a la red por parte de sistemas de almacenamiento o autogeneración.</p> <p>No es necesario regular las tarifas horarias.</p> <p>Se requiere la Medición Avanzada para participar de los incentivos.</p> <p>Se necesita capacitación para que los usuarios participen de forma correcta.</p> <p>Los comercializadores requieren mecanismos de financiamiento para estos programas.</p>

Objetivo 3: Incorporar lineamientos para una planeación integral de la red que permitan la modernización y la descentralización del mercado.

- Alternativa 1: Incorporar los Recursos Energéticos Distribuidos en la elaboración de los planes de expansión, estableciendo una visión de futuro que permita una expansión optima de las redes a través del aprovechamiento eficiente de los recursos. La UPME, a nivel nacional, y los Operadores de Red, a nivel local, incorporarían diferentes escenarios de DERs en la red.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Planeación integral que ayuda a gestionar todos los recursos del SIN, mostrando el panorama real del país y fomenta la incorporación de DERs.</p> <p>Da señales para la optimización de las inversiones en expansión de las redes.</p> <p>Da confianza a los inversionistas que sus inversiones responden a las necesidades reales del sistema eléctrico.</p>	<p>Se requiere una recopilación centralizada de información de DERs, añadiendo un proceso más dentro de las funciones de la UPME.</p> <p>Se requiere el marco regulatorio que incentive a los Operadores de Red a incluir DERs en su planeación sin que sea percibido como una reducción en la remuneración en la actividad de distribución.</p> <p>Lo anterior tiene asociado un costo por los</p>

	análisis y emisión de la regulación pertinente.
--	---

- Alternativa 2: Crear un sistema centralizado de información sobre los Recursos Energéticos Distribuidos instalados en todo el país. El objetivo de esta alternativa consiste en contar con información actualizada, precisa y detallada sobre los DERs en el país, lo cual sería insumo de la planeación de entidades como la UPME y los Operadores de Red, permitiría identificar barreras que enfrentan este tipo de proyectos según las zonas, usuarios o particularidades de los proyectos, lo cual facilita la creación de políticas públicas y medidas regulatorias que sean efectivas y beneficien a los usuarios. Si bien el proyecto de resolución CREG 002 de 2021 delega en los Operadores de Red un reporte periódico de información a la UPME, este reporte se limita a proyectos GD y AGPE. Por tanto, se requiere complementar esto con información de todos los DERs instalados en la red del Operador de Red.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
Refleja el panorama real de incorporación de DERs en el país. Transparencia en la información y facilidad de consulta. Permite la toma de decisiones informadas.	Se requiere inversión en: infraestructura tecnológica, desarrollo de manuales, actualización periódica de la base de datos, capacitaciones y divulgación.

- Alternativa 3: Cada Operador de Red deberá tener un sistema de información propio, público, en su página web, donde almacene información referente a los Recursos Energéticos Distribuidos que se encuentren conectados a su red de distribución. De la misma forma que la alternativa anterior, el objetivo es contar con información detallada que sea insumo de la planeación de la expansión a diferentes niveles y de formulaciones de política pública o regulación.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
Se garantiza que la información está almacenada y disponible.	No se tiene un panorama global de la incorporación de DERs en el país. Se pierde uniformidad de la información y se generan distorsiones en los interesados. Dificulta el proceso de consulta. Mantener el sistema implica costos para cada OR, siendo más costoso que un solo sistema centralizado. No está alineado con las disposiciones contempladas en el proyecto de resolución CREG 002 de 2021, por lo que se tendría duplicidad de información.

- Alternativa 4: Mantener el status quo: no se incluyen los Recursos Energéticos Distribuidos en los planes de expansión ni se crean sistemas de información.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
No requiere desarrollar regulación. No requiere inversiones económicas ni de carácter laboral.	Dificulta realizar una planeación eficiente aprovechando todos los recursos. No hay información actualizada de los DERs Agrega una incertidumbre a las proyecciones de demanda y disponibilidad de los recursos en los planes de expansión Sin un sistema de información, se dificulta incluir los DERs en la planeación y en la formulación de política pública.

	Dificulta hacer seguimiento a la aplicación, impactos y efectividad de la regulación.
--	---

Objetivo 4: Establecer los lineamientos para promover el desarrollo de mecanismos de participación de los recursos energéticos distribuidos dentro de los mecanismos del mercado de energía.

- Alternativa 1: Estructurar el marco regulatorio para que los Operadores de Red organicen procesos competitivos o convocatorias para que los DERs presten servicios a la red de distribución. Los DERs se constituyen en los oferentes y serían adjudicados en función del precio ofertado y las características técnicas que permitan al OR contar con los servicios complementarios que ha identificado necesarios a nivel de distribución. Esta alternativa genera una fuente de ingresos para los promotores de proyectos DERs, haciendo más atractiva la inversión en estos recursos a la vez que se aprovechan sus beneficios para la red.

En estos esquemas, de acuerdo con lo propuesto por la Misión de Transformación Energética, los DERs de pequeño tamaño podrían ser representados por el Agregador ante el OR. El Agregador agruparía diversos DERs que por su tamaño no podrían participar por sí mismos en estas convocatorias, por ejemplo: respuesta de la demanda por parte de los usuarios regulados, generación distribuida, vehículos eléctricos u otros sistemas de almacenamiento.

Se resalta que esta alternativa también responde al objetivo 5 *“Incentivar la creación de nuevos modelos de negocio y de nuevos mercados facilitando la optimización de los costos de la prestación del servicio mediante el aprovechamiento de la innovación tecnológica”*

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Al crear mecanismos competitivos para la prestación de servicios complementarios a la red de distribución se garantiza que se paga un precio eficiente por estos, lo cual beneficia tanto al usuario final del servicio público como al OR y la red de distribución. Impulsa la inversión en los DERs, ya que posibilita la viabilidad financiera de proyectos DERs al tener una fuente de remuneración fija.</p> <p>Aporta transparencia en las negociaciones entre DERs y el OR para la prestación de servicios a la red</p> <p>Fomenta empleos a través de la creación de nuevos modelos de negocio</p>	<p>Cambio de esquema de remuneración actual de la distribución de energía eléctrica y su traslado a la tarifa del usuario, el cual está empezando a aplicarse y se mantiene durante 5 años antes de su modificación.</p> <p>Análisis de costos y marco normativo que requieren este tipo de mecanismos competitivos.</p>

- Alternativa 2: Habilitar la prestación de servicios a la red de distribución por parte de los DERs, como resultado de negociaciones privadas entre el promotor del proyecto y el OR. En algunos países, como el Reino Unido, algunos DSO (Operadores del Sistema de Distribución) contratan de forma bilateral servicios complementarios mediante agregadores o directamente con el usuario (IRENA, 2019).

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Da incentivos económicos para la inversión en DERs ya que son remunerados por los</p>	<p>Esta alternativa, al igual que la anterior, tiene asociado el costo de la formulación de reglas aplicables a estas negociaciones y en</p>



servicios que prestan a la red, facilitando la viabilidad financiera de estos proyectos.	particular, su traslado a la tarifa del usuario final. La regulación debería prevenir abuso de posición dominante por parte de los OR en estos acuerdos bilaterales. El precio negociado no necesariamente es el más eficiente. El proceso de negociación no sería transparente y se dificulta su seguimiento
--	---

- Alternativa 3: Regular la participación de DERs en MEM, mercado confiabilidad, servicios complementarios. El Agregador sería el agente encargado de representar a los DERs en estos mercados debido a que, se requiere agrupar los DERs para dar como resultado un recurso de tamaño suficiente que participe en estos mercados. Respuesta de la demanda por parte de usuarios no regulados que tienen altos consumos, podrían participar individualmente, de acuerdo con el análisis que la CREG realice y las normas que defina. Se resalta que cada tipo de DERs tendría reglas particulares para su participación en cada mercado. Por ejemplo, el almacenamiento no aporta confiabilidad al sistema, por tanto, no participaría en mecanismos de confiabilidad.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Da incentivos económicos que fomentan la inversión en DERs.</p> <p>Aporta a la flexibilidad y modernización de estos mercados.</p> <p>Adoptar la participación de los DERs en este momento resulta conveniente ya que la CREG, en su agenda 2021, ha planteado emitir resoluciones referentes a mercados intradiarios vinculantes y un mercado de servicios complementarios. De esta forma, se aprovecha la coyuntura para hacer el análisis de la mejor manera de implementar esta medida, evitando que posteriormente deban emitirse modificaciones a las resoluciones que la CREG publique sobre estos temas.</p>	<p>Requiere la creación del mercado de servicios complementarios, ya que en la actualidad no se remunera por este tipo de servicios</p> <p>Requiere modificaciones regulatorias a las reglas de los mercados existentes, como el de confiabilidad y el MEM.</p>

- Alternativa 4: Incentivar la creación de programas de formación y capacitaciones a través de la difusión de cartillas informativas que contengan las normas fundamentales para formar al usuario en la adquisición y uso de los recursos energéticos distribuidos con la apropiación de los avances tecnológicos. Al mismo tiempo se pueden crear campañas donde se utilice mecanismos de difusión masiva para garantizar que el mensaje tiene amplia cobertura.

Los mensajes estarían orientados a todo tipo de usuarios: comerciales, industriales y residenciales, indicándole a cada uno dónde puede consultar mayor detalle al respecto de acuerdo con sus intereses y el perfil de uso que darían a los DERs.

Lo anterior se traduce en capacitar a los usuarios en las oportunidades relacionadas con el almacenamiento y generación distribuida, lo cual aplica principalmente para clientes comerciales e industriales. Adicionalmente, se realizaría la concientización sobre el consumo con el objetivo de sensibilizar a los usuarios para disminuir su consumo en las horas pico del sistema. Esta alternativa es no regulatoria.



Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Capacita a los usuarios para que tomen decisiones informadas lo que facilita que desarrollen proyectos DERs según sus intereses.</p> <p>No requiere ajustes regulatorios.</p> <p>Con la implementación de AMI será posible cuantificar los efectos de la campaña de capacitación en la curva de carga y los hábitos de consumo de diferentes usuarios.</p> <p>Sin embargo, antes de que se llegue a la masificación de AMI, también podría evaluarse la curva de carga agregada de los transformadores para cuantificar la efectividad de la concientización sobre la gestión del consumo.</p>	<p>Esta alternativa es no regulatoria, por tanto, no se ha incluido el cambio regulatorio del esquema tarifario. Esto quiere decir que no incluye incentivos económicos que viabilicen la incorporación de DERs, por lo cual se espera que esta alternativa sea menos efectiva que la alternativa regulatoria de incluir incentivos económicos.</p> <p>Por otro lado, tiene la desventaja de que no garantiza la participación de los usuarios en los DERs, por lo que hay incertidumbre en los efectos en el aplanamiento de la curva de carga y reducción del pico.</p> <p>Se debe determinar quién asume el costo de la realización de las campañas de capacitación.</p>

- Alternativa 5: Establecer que los proveedores de cualquier tipo de DERs, durante el proceso de venta de equipos, tienen la obligación de suministrar la información y las exigencias mínimas aplicables al uso que el comprador dará a los equipos para DERs.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Facilita a los usuarios el acceso a la información y el entendimiento de DERs, permitiendo que tomen decisiones informadas y desarrollen proyectos DERs según sus intereses.</p>	<p>De igual forma que la alternativa anterior, no provee incentivos económicos que viabilicen y fomenten la implementación de proyectos DERs.</p> <p>Desincentiva a los proveedores de equipos y tecnologías relacionados con DERs en el mercado colombiano porque les asigna responsabilidades que no hacen parte de su negocio.</p> <p>Adicionalmente, se requerirían grandes esfuerzos e inversiones para garantizar la calidad y uniformidad de la información brindada al usuario y sería necesario establecer un responsable de vigilar la entrega de la información.</p>

- Alternativa 6: Mantener el status quo: DERs no son remunerados por servicios que puedan prestar a la red de distribución y no participan en mercados de energía. Recursos como respuesta de la demanda participan únicamente ante situaciones críticas.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>No requiere desarrollar regulación.</p>	<p>No se fomenta la inversión de DERs ni se proveen incentivos económicos a nivel de distribución que viabilicen los proyectos DERs.</p>

Objetivo 5: Impulsar medidas que incentiven y aumenten, de forma eficiente, la incorporación de recursos energéticos distribuidos en el sistema.

- Alternativa 1: Permitir la agregación de los Recursos Energéticos Distribuidos a través de la habilitación o creación de un nuevo agente Agregador.



Este agente será el encargado de intermediar entre los usuarios finales y/o propietarios de Recursos Energéticos Distribuidos y los agentes que desean aprovechar los servicios que pueden brindar estos recursos. En caso de que el Agregador sea también un comercializador integrado con un Operador de Red, este agente no podrá agregar recursos en su mercado incumbente, con el fin de evitar posiciones dominantes que conlleven a ineficiencias en el mercado.

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Fomenta la competencia y aporta flexibilidad en los mercados de energía.</p> <p>Permite la participación de los DERS en el MEM, en mercados de confiabilidad o de servicios complementarios</p> <p>Fomenta la cultura de consumo eficiente y facilita que la gente conozca de los DERS.</p> <p>Evolución del mercado de energía con la creación de nuevos modelos de negocio, creando nuevos productos y servicios.</p> <p>Facilita empoderamiento de la demanda.</p> <p>Promueve modernización de la red.</p>	<p>Regular la nueva función o agente, su remuneración, y su participación en los diferentes mercados.</p>

- Alternativa 2: Remuneración TOTEX que fomente que los Operadores de Red gestionen su red de distribución empleando los DERS disponibles y aprovechando sus beneficios. Esto permite reducir las inversiones de expandir la infraestructura física, al hacer uso de redes inteligentes que proporcionen bajos costos de infraestructura mediante la optimización de los DERS, lo que se incentiva la migración hacia un modelo de Operador de Sistema de Distribución (OSD).

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>Da incentivos a las empresas para optimizar el manejo de la red y darle acceso de forma neutral a los DERS.</p> <p>Fomenta la transparencia en el acceso a la red de distribución.</p> <p>Se incentiva que el OR optimice el funcionamiento de la red haciendo uso de los DERS debido a que se remunera de la misma forma el CAPEX y el OPEX.</p> <p>El OR no percibe los retrasos en las inversiones de expansión de la red como una reducción de sus ingresos.</p>	<p>Requiere formular una nueva metodología de remuneración, la última hasta ahora está empezando a aplicarse.</p>

- Alternativa 3: Mantener el status quo: no permitir la agregación de los Recursos Energéticos Distribuidos

Ventajas y beneficios	Desventajas y costos
<p>No requiere desarrollar regulación.</p>	<p>No permite la participación de la demanda en el MEM</p> <p>No se promueve modernización de la red.</p> <p>No se fomenta la competencia limitando la incorporación de los DERS.</p> <p>Se desaprovecha la confiabilidad que los DERS proveen</p>

8.2 Metodología para estimar la evaluación de las alternativas

Para poder identificar y evaluar los impactos positivos y negativos asociados a la implementación de las alternativas de solución se empleará un análisis multicriterio que permite realizar una evaluación de alternativas bajo la evaluación de ciertos criterios. Su fortaleza radica en evaluar los beneficios de las diferentes alternativas planteadas permitiendo la toma de decisiones, sin necesidad de realizar una cuantificación o valoración económica. Los criterios empleados son:

Criterio	Descripción
Coincide con recomendaciones de la MTE	Las recomendaciones de la Misión de Transformación Energética (MTE) han sido objeto de revisión para determinar cuáles serían aplicables y se ha observado que hay recomendaciones que sean coherentes con el contexto actual y con las necesidades identificadas en el panorama eléctrico nacional, por lo tanto, este criterio es relevante para determinar el nivel de alineación con la MTE y acoger las recomendaciones pertinentes.
Coincide con expectativas del sector	Dentro de los cambios que se están evidenciando en el sector, los criterios establecidos deben ir dirigidos a que se cumplan con las expectativas que conllevan estos cambios.
Fomenta la competencia	Este criterio promueve la innovación y el desarrollo de los mercados eléctricos incentivando la eficiencia y beneficiando a los usuarios.
Permite empoderamiento de la demanda	Proporciona herramientas donde la demanda tenga un rol activo que le permita tomar decisiones de cuándo y a qué precio consumir energía, a través de entender el funcionamiento del mercado y prepararse para participar e influir en él.
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs	Aporta a la creación de un marco regulatorio sólido y transparente, que proporcione confianza, facilite y garantice la estabilidad para que las inversiones en DERs tengan un riesgo mínimo y sean atractivas.
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético	Aporta un ambiente estable que genere confianza para hacer inversiones que vayan de la mano del crecimiento del sector eléctrico.
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector	Establece mecanismos que proporcionan una normativa más eficaz a través de la innovación e incorporación de las nuevas tecnologías, coordinando las preferencias de los usuarios, la descentralización, modernización y los lineamientos gubernamentales.
Fomenta la descentralización del sector	promueve un modelo energético sustentable y eficiente, con diversificación de recursos de consumo y generación, así como modernización de la operación de las redes no solo tecnológicamente sino geográficamente.
Contribuye a las metas de descarbonización	Fomenta la reducción de la huella de carbono mediante el uso de nuevas tecnologías poco contaminantes como las FNCER, al mismo tiempo estimula la cultura de un consumo eficiente y responsable.
Está alineado con las medidas que han tomado otros países	Permite tener una alineación con las experiencias internacionales adaptando las acciones al contexto colombiano.

Tabla 2. Criterios de evaluación

Fuente: Elaboración propia

8.3 Análisis

Con el propósito de establecer factores que aseguren la selección de las alternativas que mejor se ajustan al objetivo propuesto, se plantean unos rangos cuantitativos que permiten el análisis multicriterio unificado para cada uno de los objetivos.

Considerando que cada uno de los objetivos cuenta con características diferentes, los criterios decisores tienen una estructura preferencial particular, en la que individualmente se asignaron factores de ponderación (de 1 a 5) a cada criterio, según la preferencia que obedece a las percepciones obtenidas durante los diferentes espacios habilitados para la construcción de esta Resolución. Siendo 1 el criterio de mínimo impacto y 5 el de máximo impacto. De esta forma, se establece cuáles criterios tienen mayor peso en el cumplimiento de cada uno de los objetivos.

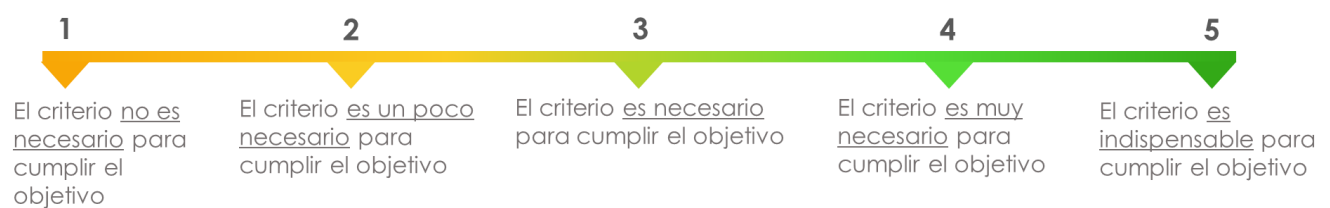


Figura 12. Calificación para la priorización de los criterios, según cada objetivo propuesto

En concreto, se han establecido los siguientes factores de ponderación para cada objetivo:

Objetivo 1: Incentivar la creación de nuevos modelos de negocio y de nuevos mecanismos de mercado facilitando la optimización de los costos de la prestación del servicio mediante el aprovechamiento de la innovación tecnológica.

Para dar cumplimiento a este objetivo es relevante que se consideren las recomendaciones de la Misión de Transformación, que en su Foco 5 contiene una sección sobre areneras regulatorias. Del mismo modo, se requiere alineación con las expectativas del sector para no ir en contra de las metas y el curso que los agentes y entidades públicas han visualizado. Adicionalmente, es necesaria la innovación ya que el uso de pilotos debe orientarse a probar ideas que modernicen el sector, lo cual va de la mano con el aprovechamiento de las lecciones aprendidas en otros países. Debido a que los proyectos piloto son, por definición, iniciativas controladas, de pequeño tamaño y corta duración, los criterios de competencia y la realización de inversiones no son factores de peso en la evaluación de las alternativas.

Criterio	Ponderación
Coincide con recomendaciones de la MTE	5
Coincide con expectativas del sector	5
Fomenta la competencia	3
Permite empoderamiento de la demanda	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs	2
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético	2
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector	5
Fomenta la descentralización del sector	5
Contribuye a las metas de descarbonización	3
Está alineado con las medidas que han tomado otros países	4

Tabla 3. Priorización de criterios del objetivo 1.

Fuente: Elaboración propia

Objetivo 2: : Contribuir a la gestión eficiente de la energía mediante la implementación de recursos energéticos distribuidos.

Los criterios para alcanzar este objetivo deben considerar las recomendaciones de la Misión de Transformación, que en los Foco 1 y 3 plantea diversas consideraciones sobre los DERs y en particular, sobre la gestión y participación de la demanda. En línea con esto, la gestión de los consumos de los usuarios debe impactar positivamente para el cumplimiento de metas de descarbonización, y se requiere, a su vez, empoderar a la demanda mediante el conocimiento, información y mecanismos de participación.

Al enfocarse en la gestión de los consumos, los criterios sobre la realización de inversiones en el sector energético y la competencia no son factores de peso en la evaluación.

Criterio	Ponderación
Coincide con recomendaciones de la MTE	5
Coincide con expectativas del sector	3
Fomenta la competencia	1
Permite empoderamiento de la demanda	5
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs	2
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético	2
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector	3
Fomenta la descentralización del sector	1
Contribuye a las metas de descarbonización	4
Está alineado con las medidas que han tomado otros países	4

Tabla 4. Priorización de criterios del objetivo 2.

Fuente: Elaboración propia

Objetivo 3: Incorporar lineamientos para una planeación integral de la red que permitan la modernización y la descentralización del mercado.

Para este objetivo se deben considerar las recomendaciones que la Misión de Transformación hizo sobre la planeación y, en particular, sobre la inclusión de DERs en la misma. Adicionalmente, la planeación integral de la red debe fomentar las inversiones en DERs, por lo cual también se consideran los criterios que contribuyen a la descentralización y a la competencia.

Dado que la planeación integral fomenta los DERs, se contribuye a los criterios de empoderamiento de la demanda y a las metas de descarbonización mediante una relación indirecta.

Criterio	Ponderación
Coincide con recomendaciones de la MTE	5
Coincide con expectativas del sector	5
Fomenta la competencia	4
Permite empoderamiento de la demanda	2
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs	5
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético	5
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector	3
Fomenta la descentralización del sector	4
Contribuye a las metas de descarbonización	2
Está alineado con las medidas que han tomado otros países	3

Tabla 5. Priorización de criterios del objetivo 3.

Fuente: Elaboración propia

Objetivo 4: Establecer los lineamientos para promover el desarrollo de mecanismos de participación de los recursos energéticos distribuidos dentro de los mecanismos del mercado de energía

Para el cumplimiento de este objetivo todos los criterios son relevantes y necesarios, por lo que los factores de ponderación tienen valores altos.

Criterio	Ponderación
Coincide con recomendaciones de la MTE	5
Coincide con expectativas del sector	4
Fomenta la competencia	5
Permite empoderamiento de la demanda	5
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs	5
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético	4
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector	5
Fomenta la descentralización del sector	5
Contribuye a las metas de descarbonización	4
Está alineado con las medidas que han tomado otros países	4

Tabla 6. Priorización de criterios del objetivo 4.

Fuente: Elaboración propia

Objetivo 5: Impulsar medidas que incentiven y aumenten, de forma eficiente, la incorporación de recursos energéticos distribuidos en el sistema.

Con el fin de alcanzar este objetivo, se busca que los criterios tengan en cuenta las recomendaciones de la Misión de Transformación, principalmente las del Foco 5. Adicionalmente, con la creación de nuevos mercados, se requiere fomentar la competencia y las inversiones, así como empoderar a la demanda, por lo que estos criterios son relevantes.

El criterio de descarbonización no tiene un impacto directo en la creación de nuevos modelos de negocio y mercados.

Criterio	Ponderación
Coincide con recomendaciones de la MTE	5
Coincide con expectativas del sector	4
Fomenta la competencia	5
Permite empoderamiento de la demanda	3
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs	5
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético	5
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector	4
Fomenta la descentralización del sector	4
Contribuye a las metas de descarbonización	1
Está alineado con las medidas que han tomado otros países	3

Tabla 7. Priorización de criterios del objetivo 5.

Fuente: Elaboración propia

Posteriormente, teniendo en cuenta los criterios, se procedió a la calificación de las alternativas mediante la asignación de un puntaje de 1 a 5.



Figura 13. Escala de calificación para la evaluación de alternativas



La calificación 1 representa la mínima alineación de la alternativa con el criterio de calificación y 5 la máxima alineación, valorando por tanto en mayor medida aquellos que contribuyan con el desarrollo del objetivo. Se emplean asignaciones que permitan aplicar los coeficientes de ponderación de los objetivos sin distorsionar los resultados, en la siguiente tabla se enseñan las calificaciones para cada alternativa.

Objetivo 1

Criterio	Alternativa	1. Reglamentar sandboxes o areneras	2. Reglamentar proyectos piloto de forma obligatoria	3. Status quo: Realización de pilotos como iniciativas aisladas
Coincide con recomendaciones de la MTE		5	1	1
Coincide con expectativas del sector		4	1	1
Fomenta la competencia		1	1	1
Permite empoderamiento de la demanda		3	3	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs		2	1	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético		3	1	1
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector		5	5	2
Fomenta la descentralización del sector		2	2	2
Contribuye a las metas de descarbonización		3	3	2
Está alineado con las medidas que han tomado otros países		5	1	3
Resultados de la ponderación		3,6	1,9	1,6

Tabla 8. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 1.

Fuente: Elaboración propia

Objetivo 2

Criterio	Alternativa	1. Tarifas dinámicas	2. Apagar paga como programa permanente	3. Sistema de incentivos por medio de puntos
Coincide con recomendaciones de la MTE		5	1	1
Coincide con expectativas del sector		5	1	1
Fomenta la competencia		5	1	1
Permite empoderamiento de la demanda		5	5	4
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs		3	1	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético		3	1	1
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector		1	1	1
Fomenta la descentralización del sector		4	1	1
Contribuye a las metas de descarbonización		3	3	2



Alternativa	1. Tarifas dinámicas	2. Apagar paga como programa permanente	3. Sistema de incentivos por medio de puntos
Criterio			
Está alineado con las medidas que han tomado otros países	5	1	1
Resultados de la ponderación	4,0	1,9	1,6

Tabla 9. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 2.

Fuente: Elaboración propia

Objetivo 3

Alternativa	1. Incluir DERs en planes de expansión	2. Sistema centralizado de información DERs	3. Varios sistemas de información DERs	4. Status quo: No se tienen sistemas de información DERs ni se incluyen en expansión
Criterio				
Coincide con recomendaciones de la MTE	5	5	1	1
Coincide con expectativas del sector	3	5	1	1
Fomenta la competencia	1	2	1	1
Permite empoderamiento de la demanda	1	4	1	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs	5	4	2	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético	4	3	2	1
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector	1	2	1	1
Fomenta la descentralización del sector	5	2	1	1
Contribuye a las metas de descarbonización	3	3	1	1
Está alineado con las medidas que han tomado otros países	5	5	2	1
Resultados de la ponderación	3,8	3,6	1,4	1,1

Tabla 10. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 3.

Fuente: Elaboración propia



Objetivo 4

Alternativa	1. Procesos competitivos para DERs	2. Negociaciones privadas para servicios a la red	3. Regular la participación de DERs en MEM	4. Programas de formación y capacitación	5. Obligatoriedad de Suministro de información	6. Status quo: DERs no participan en ningún mercado
Coincide con recomendaciones de la MTE	5	1	5	1	1	1
Coincide con expectativas del sector	2	3	5	4	1	1
Fomenta la competencia	5	1	5	1	1	1
Permite empoderamiento de la demanda	4	1	4	5	3	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs	5	2	5	1	1	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético	5	2	5	1	3	1
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector	5	1	5	1	1	1
Fomenta la descentralización del sector	5	1	1	1	1	1
Contribuye a las metas de descarbonización	3	3	5	2	2	1
Está alineado con las medidas que han tomado otros países	4	1	4	2	1	1
Resultados de la ponderación	4,4	1,5	4,4	1,9	1,5	1,0

Tabla 11. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 4.

Fuente: Elaboración propia

Objetivo 5

Alternativa	1. Agregación de DERs	2. Remuneración TOTEX	3. Status quo: No agregación de DERs
Coincide con recomendaciones de la MTE	5	5	1
Coincide con expectativas del sector	4	2	1
Fomenta la competencia	4	4	1
Permite empoderamiento de la demanda	4	1	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos DERs	3	3	1
Crea ambiente propicio para atraer inversiones en proyectos del sector energético	4	3	1
Fomenta la innovación regulatoria y la modernización del sector	5	3	1



Criterio	Alternativa	1. Agregación de DERs	2. Remuneración TOTEX	3. Status quo: No agregación de DERs
Fomenta la descentralización del sector		1	5	1
Contribuye a las metas de descarbonización		2	3	1
Está alineado con las medidas que han tomado otros países		5	5	1
Resultados de la ponderación		3,8	3,5	1,0

Tabla 12. Calificación de las alternativas formuladas para el objetivo 5.

Fuente: Elaboración propia

Con el fin de tener una calificación única para cada alternativa y facilitar la selección de las alternativas se realiza un promedio ponderado entre la ponderación del objetivo y las calificaciones de cada alternativa para cada uno de los objetivos

8.4 Resultados del análisis

De acuerdo con lo indicado, tras la cuantificación mediante un modelo numérico se evalúan las alternativas de forma global, teniendo en cuenta que la máxima calificación que una alternativa puede obtener es 5, se definió que la calificación mínima necesaria para seleccionar la alternativa que mejor se ajusta al objetivo propuesto es el 70%, lo que equivale a 3,5.

Las alternativas seleccionadas se muestran a continuación:

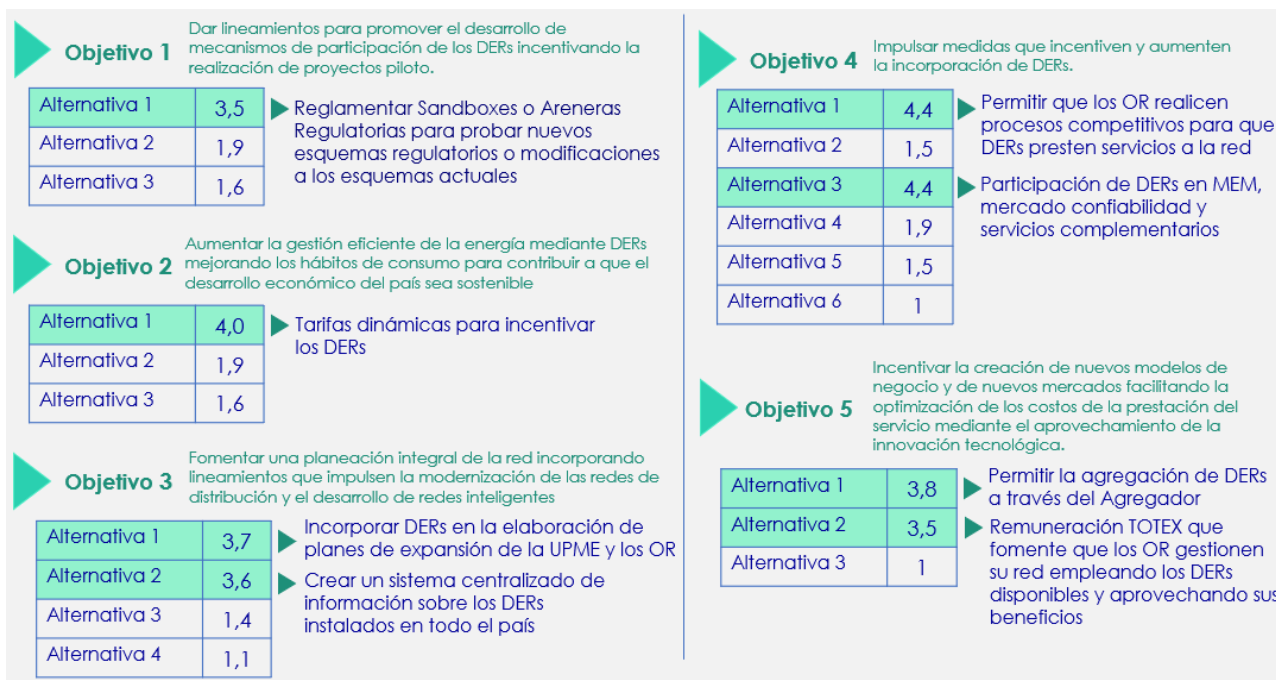


Figura 14. Resultados de la evaluación de alternativas para cada objetivo

Elaboración propia

9. Conclusiones

Se identificaron las problemáticas y barreras que los DERs enfrentan actualmente. En general, la problemática global consiste en que no existen mecanismos de participación para los DERs, por lo cual no se están aprovechando sus ventajas y los beneficios que traen al sistema. Colombia está dando pasos hacia la transición energética, buscando modernizar, digitalizar y descentralizar el sector energético, parte de lo cual involucra fomentar el uso de los DERs.

Con el fin de dar solución a las problemáticas identificadas, se plantearon cinco (5) objetivos. Aunque los objetivos propuestos no son independientes entre sí, ya que se entrelazan unos con otros, se formularon diferentes alternativas para cumplir cada uno. Las alternativas pueden responder a más de un objetivo, sin embargo, para simplificar el análisis, las alternativas se catalogaron dentro de un solo objetivo y la evaluación se realizó acorde a esto.

Tras realizar la evaluación multicriterio, las alternativas seleccionadas para cumplir con los objetivos consisten, inicialmente, en la implementación de sandboxes o arenas regulatorias que permitan probar esquemas diferentes a la regulación actual. Esta iniciativa beneficia, no solo a los DERs, sino a todo el sector eléctrico del país, ya que la innovación regulatoria se puede dar en cualquier tema. Esta estructuración de arenas regulatorias puede aprovechar las experiencias internacionales al respecto y las recomendaciones de la Misión de Transformación.



En segundo lugar, para la dinamización del mercado y la participación de los DERs, se seleccionó la alternativa de implementar tarifas dinámicas. El diseño de estas tarifas podría orientarse de forma horaria, tarifas *time of use* ToU o mediante canastas de tarifas que mezclen diferentes esquemas según cada tipo de usuario. El efecto de las tarifas dinámicas, junto con la masificación de AMI que el país está iniciando, abre la puerta a que los usuarios y propietarios de DERs decidan cuándo inyectar energía a la red y cuándo consumir de acuerdo con las señales de precio.

Por otra parte, se evaluó positivamente la alternativa de incluir escenarios de penetración de DERs en la planeación del sistema hecha por la UPME y la planeación de las redes de distribución por parte de los Operadores de Red, lo cual es coherente con las propuestas de los expertos de la Misión de Transformación. Como insumo para que la planeación cuente con información precisa y actualizada, se formuló la alternativa de crear un sistema centralizado de DERs, que facilite la consulta del estado de implementación de estas tecnologías.

Además, se concluyó que es necesario habilitar espacios de participación de los DERs en el mercado mayorista de energía (MEM), en la prestación de servicios complementarios y en el mercado de confiabilidad, este último aplica a la RD y la GD, ya que el almacenamiento no aporta confiabilidad. Se requiere, por tanto, la modificación del marco regulatorio de estos mercados para reglamentar cómo los DERs participan en cada uno, según las particularidades de las tecnologías. A nivel local, la alternativa análoga a la anterior consiste en la prestación de servicios complementarios a la red de distribución, mediante un mecanismo competitivo que le permita al OR hacer uso de los DERs instalados en su red para la operación eficiente de la misma.

Lo anterior se engrana con la alternativa seleccionada sobre remunerar la actividad de distribución mediante un esquema de TOTEX, ya que se da el mismo incentivo para inversiones vía CAPEX y para la operación de la red vía OPEX. De esta forma, el retraso de las inversiones en expansión por la conexión de los DERs no se percibe como una afectación a la remuneración y se reconoce la gestión del OR para integrar los recursos distribuidos en la operación de su sistema.

Finalmente, se seleccionó la alternativa de permitir la agregación de DERs mediante un agente Agregador que represente estos recursos agrupados en los mercados y esquemas de participación mencionados anteriormente.



10. Bibliografía

- AEMC. (s.f.). *Australian Energy Market Commission*. Obtenido de <https://www.aemc.gov.au/market-reviews-advice/regulatory-sandboxes>
- Akin Gump Strauss Hauer & Feld LLP. (18 de Abril de 2018). *FERC Orders on PJM's Frequency Regulation Market Give Energy Storage Providers Another Recent Win*. Recuperado el 08 de Agosto de 2020, de <https://www.akingump.com/en/experience/industries/energy/speaking-energy/ferc-orders-on-pjm-s-frequency-regulation-market-give-energy.html>
- Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS. (2014). *Estructuras tarifarias y respuesta de la demanda, análisis y propuestas regulatorias. Informe final*. Bogotá D.C.
- Australian Energy Market Commission. (2015). *International Review of Demand*. The Battle Group.
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2019). *Aprueba el reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72-7 de la ley general de servicios eléctricos*. Obtenido de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1129970>
- CAISO. (2020). *Demand response and load participation*. Obtenido de <http://www.caiso.com/participate/Pages/Load/Default.aspx>
- California Public Utilities Commission. (2009). *Self-Generation Incentive Program (SGIP) eighth-year impact evaluation highlights*. California.
- Colegio de Ingenieros de Chile. (2018). *Servicios complementarios en el marco del funcionamiento del mercado eléctrico*.
- Colombia Inteligente. (2017). *REFERENCIAMIENTO: CONEXIÓN CONFIABLE, SEGURA Y ÁGIL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA*. Medellín.
- Colombia inteligente. (2018). *Respuesta de la demanda estrategia para la mitigación de gases efecto invernadero*. Bogotá D.C.: PIGCC M-E, Ministerio de Minas y Energía .
- Colombia Inteligente. (2019). *Indicadores de seguimiento - Integración de Recursos Energéticos Distribuidos*. Bogota.
- Colombia Inteligente. (2019). *RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS ACCIONES PARA SU INTEGRACIÓN*. Medellín.
- El Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea. (2019). *DIRECTIVA (UE) 2019/944*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32019L0944>
- Enel X. (2020). *Economic Demand Response in PJM*. Obtenido de <https://www.enelx.com/na/en/faq/eindustry/pjm-economic-demand-response>
- Energía Estratégica. (1 de 2020). *El régimen de servicios complementarios está en marcha*. Obtenido de Un balance de precios y montos de potencia horaria subastados en Chile: <https://www.energiaestrategica.com/el-regimen-de-servicios-complementarios-esta-en-marcha-un-balance-de-precios-y-montos-de-potencia-horaria-subastados-en-chile/>
- EU-SysFlex. (2017). Obtenido de <https://eu-sysflex.com/work-packages/>
- Horowitz, Kelsey, Peterson, Z., Coddington, M., Ding, F., Sigrin, B., . . . al, e. (2019). *An Overview of Distributed Energy resource (DER) Interconnection: Current Practices and Emerging Solutions*. NREL. Obtenido de NREL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72102.pdf>
- IRENA. (2019). *Future Role of Distribution System Operators*. Abu Dahbi.
- IRENA. (2019). *Market integration of distributed energy resources*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Market_integration_distributed_system_2019.pdf?la=en&hash=2A67D3A224F1443D529935DF471D5EA1E23C774A
- National Association of Regulatory Utility Commissioners. (2016). *Distributed Energy Resources Rate Design and Compensation*. Obtenido de NARUC: <https://pubs.naruc.org/pub/19FDF48B-AA57-5160-DBA1-BE2E9C2F7EA0>
- OEB. (s.f.). *Ontario Energy Board*. Obtenido de https://www.oeb.ca/_html/sandbox/process.php



- Ofgem. (Julio de 2020). *energy Regulation Sandbox*. Obtenido de <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/energy-regulation-sandbox-guidance-innovators>
- P. Bertoldi, P. Zancanella, and B. Boza-Kiss. (2016). *Demand Response status in EU Member States*. European Commission.
- PJM. (s.f.). *Demand response*. Obtenido de <https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx>
- Presidencia República de Argentina. (2017). *Ley 27424*. Obtenido de GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍARENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA: <https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Ley%2027424-2017.pdf>
- REGELLEISTUNG.NET. (2020). Recuperado el 08 de Agosto de 2020, de <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>
- RTE. (s.f.). *ElectricityReport2018*. Recuperado el 08 de Agosto de 2020, de <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/demand-response/?lang=en>
- Schittekatte, T. (Abril de 2020). *Florence School of Regulation*. Obtenido de Regulatory sandboxes in the energy sector: the what, the who and the how: <https://fsr.eui.eu/regulatory-sandboxes-in-the-energy-sector-the-what-the-who-and-the-how/>
- SEC. (11 de 2020). *Pequeños Medios de Generación Distribuida*. Obtenido de <https://www.sec.cl/pequenos-medios-de-generacion/>
- SEDC. (2017). *Explicit Demand Response in Europe: Mapping the Markets 2017*. Smart Energy Demand Coalit.
- SmartNet. (s.f.). *SmartNet*. Obtenido de Horizon 2020: <http://smartnet-project.eu/>
- SSEN. (julio de 2021). *SSEN releases its largest single offering of flexibility service zones*. Obtenido de <http://news.ssen.co.uk/news/all-articles/2021/july-2021/ssen-releases-its-largest-single-offering-of-flexibility-service-zones/>
- T. Veyrenc and RTE. (2014). *Market design for Demand Response: the French experience*.
- VELÁSQUEZ M, S. (2017). *ariae*. Recuperado el 19 de 11 de 2020, de <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/Generaci%C3%B3n%20distribuida.%20el%20papel%20en%20la%20ampliaci%C3%B3n%20del%20acceso%20a%20la%20energ%C3%ADa.pdf>