

Misión para la Transformación y Modernización del Sector Eléctrico en Colombia

Foco 3

Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos

Autores: Carlos Batlle y Pablo Rodilla,
con contribuciones de
Luiz Augusto Barroso

Versión final 1.0

30 de diciembre de 2019

Contenidos

0. Hoja de ruta: acciones regulatorias de necesario desarrollo en el corto plazo y líneas futuras estimadas como convenientes en el largo plazo	1
0.1 Diseño de tarifas reguladas para usuarios finales	1
0.1.1 Corto plazo.....	1
0.1.2 Largo plazo	5
0.2 Despliegue de infraestructura AMI	6
0.2.1 Corto plazo.....	6
0.3 Planificación y remuneración de los sistemas de distribución.....	7
0.3.1 Corto plazo.....	7
0.3.2 Largo plazo	8
0.4 Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución.....	8
0.4.1 Corto plazo.....	8
0.5 Creación de plataformas distribuidas para compra de servicios de red	8
0.5.1 Corto plazo.....	8
0.5.2 Largo plazo	8
0.6 El nuevo papel del distribuidor	9
0.6.1 Corto plazo.....	9
0.6.2 Largo plazo	9
0.7 Gestión eficiente de la demanda.....	9
0.7.1 Corto plazo.....	9
0.7.2 Largo plazo	10
1. Modernización del sistema de distribución	1
1.1 Grado de modernización de las empresas distribuidoras y recomendaciones	1
1.2 Requisitos y mecanismos de AMI	2
1.3 Supervisión y control.....	3
2. Planificación y remuneración de los sistemas de distribución.....	5
2.1 La nueva regulación y planificación de los sistemas de distribución	7
2.1.1 Mayor neutralidad entre CAPEX y OPEX	8
2.1.2 Remuneración “output-based” (o “performance-based”).....	9
2.1.3 Planificación orientada a integrar eficientemente los recursos distribuidos.....	11
3. Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución	14
3.1 Importancia de la visibilidad y la transparencia del estado de los sistemas de distribución	15
3.1 Política para aumentar la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución17	
3.1.1 Cálculo de mapas de capacidades de alojamiento.....	17
3.1.2 Mapas de <i>hosting capacity</i> como señales de localización.....	19
3.1.3 Mapas de <i>hosting capacity</i> e indicadores descriptivos y de desempeño	19
3.1.4 Capacitación de los operadores de red para calcular los mapas	20
3.1.5 Planeación integral de los sistemas de distribución.....	20
3.1.6 Confidencialidad de los datos	20
4. Creación de plataformas distribuidas para la compra de servicios de red.....	21
4.1 La necesidad de introducir señales de red de largo plazo.....	22
4.2 Plataformas distribuidas: subastas de productos de red de largo plazo como posible solución al problema de la coordinación y de la gestión del riesgo	23
5. El nuevo papel del distribuidor	28
5.1 Modelos de reestructuración	28
5.2 Propiedad de los recursos distribuidos.....	29
5.3 Coordinación SO-DSO	30

6. Conexión de recursos distribuidos.....	30
7. Promover una gestión eficiente de la demanda.....	32
7.1 Fomentar e incentivar la participación del consumidor.....	33
7.2 Diseño de mercados y productos	34
7.3 El papel del agregador	36
8. Diseño de tarifas que reflejen los costes del sistema	37
8.1 Mayor granularidad de los precios de la energía.....	38
8.2 Margen de tiempo de preaviso de los precios y cargos al consumidor.....	39
8.3 Señales de precio simétricas entre generación y consumo	39
8.4 Asignación de los costos de red y de los costos regulados	40
9. Agradecimientos	45
10. Referencias.....	45

Este documento aborda la Fase II del Foco 3 de la “Misión de la Transformación Energética” (en adelante “la Misión”) convocada por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. El objetivo último de dicha Misión es el de lograr una transición hacia una matriz energética más diversa y resiliente, así como un marco institucional y regulatorio que permita la incorporación de recursos energéticos distribuidos y haga un mejor uso de los avances tecnológicos.

El contenido del Foco 3 gira en torno a la “Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda”. En particular, se han identificado dentro de este Foco los temas siguientes (“puntos focales” en adelante): (i) Planificación y remuneración de los sistemas de distribución, (ii) Modernización del sistema de distribución, (iii) Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución, (iv) Creación de plataformas distribuidas para la compra de servicios de red, (v) El nuevo papel del distribuidor, (vi) Conexión de recursos distribuidos, (vii) Gestión eficiente de la demanda y (viii) Diseño de tarifas reguladas para usuarios finales.

El presente informe se ha centrado en realizar contribuciones en los puntos (i), (iii), (iv), (v), (vii) y (viii), y se ha limitado a realizar un breve resumen de las conclusiones del informe final de la Fase I del Foco 3 en los puntos (ii) y (vi), que ha sido desarrollado por (Romero-Grass et al, 2019).

El documento se inicia con una hoja de ruta que, a modo de resumen ejecutivo, enumera las recomendaciones que los autores han estimado más relevantes tanto en el corto como en el largo plazo (desarrolladas y discutidas en profundidad en el cuerpo del estudio).

0. Hoja de ruta: acciones regulatorias de necesario desarrollo en el corto plazo y líneas futuras estimadas como convenientes en el largo plazo

En el documento que sigue a esta sección inicial se discuten en profundidad los diferentes aspectos de la regulación destacados originalmente como puntos focales de este Foco 3 de la Misión.

En esta sección inicial, a modo de resumen ejecutivo, se reúnen de forma sucinta las principales acciones regulatorias que los autores recomiendan abordar tanto en el corto como en el largo plazo.

Se plantea especial énfasis en aquellas que se consideran más urgentes y relevantes. Por este motivo, si bien en el resto del documento se han recorrido los diferentes puntos focales siguiendo el orden establecido en la descripción de los objetivos del trabajo inicialmente proporcionada a los autores, en este apartado se abordan las propuestas desarrolladas en función de la prioridad y urgencia de las mismas.

Por este motivo, el primer punto se centra en desarrollar una propuesta de rediseño tarifario, herramienta imprescindible sobre la que construir el futuro desarrollo del sistema eléctrico colombiano, que, siguiendo la tendencia global, inevitablemente estará apoyado en el despliegue de los recursos distribuidos.

0.1 Diseño de tarifas reguladas para usuarios finales

El elemento central de la regulación es el diseño de herramientas que conduzcan a los agentes de un sector a tomar decisiones eficientes. Hasta la fecha, los usuarios finales no tenían capacidad de participar significativamente, por lo que los esfuerzos en los últimos años se han centrado en diseñar mecanismos de mercado que guíen la toma de decisión de los agentes generadores mayoristas mediante la construcción de señales de precio. El mercado de energía ha sido por tanto el elemento central y vertebrador del desarrollo regulatorio.

En el momento actual, en el que la “última milla” de los sistemas pasa a jugar un papel instrumental, es necesario centrar los esfuerzos principal y prioritariamente en conseguir que las tarifas para los usuarios de la red guíen las decisiones de los agentes distribuidos hacia la maximización de la eficiencia tanto de la operación como de la planificación del sistema eléctrico en su conjunto.

Por este motivo, en línea con lo que están haciendo los reguladores de los países más avanzados, consideramos que la primera tarea que es urgente abordar es el rediseño de las tarifas para los usuarios finales. A continuación, detallamos los pasos que deberían abordarse.

0.1.1 Corto plazo

La estructura tarifaria debe sofisticarse gradualmente para permitir el envío de señales de consumo eficiente, que motiven a los usuarios de la red a:

- a) Reducir su consumo energético en las horas de mayor precio de bolsa, incluyendo una asignación adecuada del coste asociado al cargo por confiabilidad (para enviar la señal de largo plazo que induzca la reducción eficiente del consumo en los periodos de escasez).
- b) Evitar inversiones ineficientes en generación y almacenamiento distribuido que busquen evitar el pago correspondiente al uso de la red en un contexto de tarifa mal diseñada. Esto se logra asignando adecuadamente el costo marginal de largo plazo de red.
- c) Evitar que la asignación de costos residuales (no sólo los costos residuales de red, sino por ejemplo también los subsidios cruzados entre estratos) conduzcan a su vez a inversiones en generación distribuida no eficientes, o incluso a desconexiones de la red.

Nueva estructura tarifaria

Para ello, es necesario desarrollar el formato tarifario de todos los clientes finales, incluyendo cinco componentes: i) energía ($[\$/kWh]$), ii) garantía de suministro ($[\$/kWh]$ en periodos de escasez), iii) uso de la red ($[\$/kW]$), iv) costes residuales ($[\$/mes]$) y v) costos de comercialización.

A continuación, se resume el objetivo y cálculo de cada uno de ellos:

- i) Cargo de energía (sólo aplica a consumidores acogidos a la tarifa regulada): destinado a recuperar el coste de la energía consumida y de los servicios complementarios (p. ej. reservas).
 - Coste asociado a la energía consumida (por unidad de consumo)
 - Para clientes sin medidor horario, se traslada el costo de las compras de energía realizadas por la distribuidora en función de un perfil de consumo estimado (tipo), que se actualiza cada mes respondiendo a los precios de bolsa horarios resultantes.
 - Para clientes que libremente decidan instalar un medidor horario¹, se traslada ex post el precio de bolsa horario (y se factura mensualmente).
 - Servicios complementarios
 - Como paso previo para una metodología de asignación más sofisticada (i.e. mientras el coste de estos servicios no constituya un volumen reseñable, algo no previsible en los próximos años): asignación prorrateada de los costes entre los usuarios del sistema por kWh consumido.

Los siguientes cargos aplican para todos los consumidores, no sólo los regulados.

- ii) Cargo de garantía de suministro: coste del cargo por confiabilidad (CxC).
 - Asignación prorrateada de los costes del CxC en función del consumo diario medio (en kWh) esperado en los periodos de escasez:

¹ Ver propuestas sobre el despliegue de contadores avanzados más adelante en esta misma sección.

- Para clientes sin medidor horario, se puede aproximar por el consumo diario medio estimado en el último periodo de escasez en kWh.
- Para clientes que libremente decidan instalar un medidor horario, podría ser directamente el consumo medio registrado en el último periodo de escasez.

iii) Cargo por uso de la red: coste marginal de largo plazo de transmisión y distribución.

- Es necesario desarrollar una metodología de evaluación del costo marginal de largo plazo de red (CMLPR) para cada categoría de usuario de la red². Inicialmente pueden seguir considerándose las actuales categorías por nivel de tensión (más adelante, si se considera procedente, se puede buscar una granularidad geográfica más fina, en función de los costes incrementales en diferentes puntos de la red).
- Hay que definir ex ante los bloques de punta desde el punto de vista del uso de la red. La definición de estos bloques debe estar ligada al cálculo previo de los CMLPR, i.e. en qué momentos un incremento del consumo puede inducir la necesidad de un refuerzo de red.
- Asignación prorrateada la señal asociada al CMLPR a cada usuario de la red en cada categoría en función del consumo medido o estimado en los bloques de punta de red del sistema.
 - Para clientes sin medidor horario, se puede aproximar como el consumo horario medio estimado en los bloques de punta de red (expresado en kW), obtenido a partir de su consumo energético y la definición de un perfil estándar por cada categoría de usuario.
 - Para clientes que libremente decidan instalar un medidor horario, es directamente el consumo medio registrado en los bloques de punta de red.

iv) Cargo por costos residuales: costos residuales de red, costos políticos (p. ej. subsidios).

- Estimación de los costos residuales para cada categoría de usuario de la red: los derivados directamente del costo de la red (obtenidos como la diferencia entre los costos totales de red asignados hasta la fecha y lo que se recupera a través de la asignación de los CMLPR).
- Asignación de los costos residuales resultantes mediante un cargo fijo (expresado en \$/mes) basado en la causalidad en el coste histórica de cada usuario de la red (Batlle et al., 2018). Esto incluye por ejemplo la liquidación mensual de la parte proporcional correspondiente al usuario en las cantidades contratadas por la distribuidora para reducir la volatilidad de los precios de corto plazo³.

² Ver por ejemplo “Reform of network access and forward-looking charges” en OFGEM (2019).

³ De esta manera, si un usuario decide abandonar la protección de la tarifa regulada y convertirse en libre, se evita que aparezca una oportunidad de arbitraje ineficiente y ventajoso. El usuario debe responder por su parte proporcional en los contratos firmados por la distribuidora hasta esa fecha y durante la vigencia de los mismos.

Conviene matizar que el coste residual máximo que se puede asignar a un usuario de la red es aquel que iguala el coste total que paga vía tarifa y el coste que le supondría consumir de forma aislada (p. ej. con paneles solares y baterías). Si la tarifa excede ese coste del suministro aislado, el consumidor se desconectará de forma ineficiente. La asignación de un coste residual nunca puede ser la razón de la desconexión de un consumidor.

v) Cargo por costos de comercialización (solo para usuarios acogidos a la tarifa regulada): costos asociados a la gestión comercial del usuario, calculados por la CREG y cargados como un costo fijo por categoría de cliente.

La necesidad de incrementar progresivamente a la demanda regulada la señal asociada al costo de la energía de corto plazo (bolsa)

La cobertura que recibe la demanda regulada frente a la volatilidad del precio de la bolsa de energía en el corto plazo es muy elevada. Esta cobertura depende en todo caso del porcentaje del consumo que la distribuidora compromete, dentro de los márgenes que permite la regulación, a través de contratos de largo plazo.

Para a obtener una respuesta más eficiente de la demanda en el corto plazo es recomendable que gradualmente ésta no esté tan apantallada de la señal del precio de bolsa. Se proponen dos alternativas:

- La primera es reducir el porcentaje mínimo y máximo de contratación que establece la regulación, de forma que el consumidor esté algo más expuesto al precio de bolsa. En cualquier caso, independientemente del porcentaje que cubra la distribuidora con dichos contratos, la demanda no percibiría nunca la señal marginal de corto plazo. Esto es, cuando el precio es de 500c\$/kWh, una reducción de un kWh no se traduce nunca en un ahorro de 500c\$. Sólo percibiría un porcentaje de este precio.
- La segunda alternativa, más ambiciosa, pero más compleja de implantar, sería trasladar la señal marginal del precio de bolsa al 100% al consumidor. Esto no se traduciría en que el consumidor quede totalmente expuesto al precio de bolsa. La clave para lograr trasladar la señal del precio de bolsa a la vez que se ofrece una cierta cobertura es que el contrato del consumidor sea por una cantidad fija definida ex-ante.

En cualquier caso, para ambas alternativas, es necesario un periodo transitorio en el cual, poco a poco, se vaya repercutiendo progresivamente una señal del costo de la energía que se vaya acercando a la señal marginal.

Análisis previo de impactos del rediseño tarifario

Evolucionar la actual (y simple) estructura tarifaria puede inicialmente conducir a desequilibrios significativos entre lo que a los diferentes usuarios les corresponde pagar actualmente considerando el diseño vigente, y lo que podrían pasar a tener que pagar al modificarse la estructura. Por este motivo, antes de implantar cambio alguno, una vez decidida la nueva estructura tarifaria destinada a maximizar la eficiencia de la toma de decisión futura de los usuarios de la red, es de vital importancia desarrollar un análisis cuidadoso previo que permita evaluar potenciales desajustes súbitos que pudieran afectar a los diferentes tipos de usuarios de la red.

Por tanto, el regulador debe realizar un estudio de simulación en el que valore los impactos desde un punto de vista estático y dinámico. Debe por tanto tomarse los datos de consumo de diferentes categorías de usuario (clasificados no sólo por diferentes niveles de tensión, sino por estratos y tipos de actividad económica) y comprobar cuánto pasarían a pagar unos y otros una vez implantado el nuevo diseño. Si se detecta algún tipo de cambio abrupto, deben ponerse en práctica mecanismos que permitan una evolución gradual tal y como se explica en la siguiente sección. Y como se mencionaba al inicio de este párrafo, esta simulación no debe ser sólo estática, debe estudiarse también cómo podría cambiar el reparto de los costes entre los diferentes tipos de usuarios si aquellos que tengan capacidad de reaccionar a las nuevas señales los hicieran (por ejemplo, instalando paneles solares). De nuevo, el objeto es evitar alteraciones bruscas del statu quo previo al rediseño regulatorio.

Gradualidad

Todo cambio en la estructura tarifaria debe implementarse gradualmente, evitando así las variaciones repentinas en las facturas de electricidad, ya que son política y socialmente difíciles de aceptar. Esta gradualidad también es fundamental para proporcionar un marco regulatorio estable que no ponga en peligro la recuperación de las inversiones de algunos consumidores.

Por tanto, en primer lugar, el rediseño tarifario debe realizarse de la forma más participativa posible, sobre la base de consultas públicas que involucren de la mejor forma posible a los afectados. Y una vez decidida la nueva estructura, esta debe anunciarse con suficiente antelación (no menos de un año, idealmente dos), para que los agentes puedan prever y anticipar el cambio.

Al tiempo, como elemento amortiguador, se recomienda utilizar el cargo fijo como la herramienta para lograr la gradualidad deseada en la evolución del gasto de la factura del consumidor, pero sin afectar el principio de eficiencia que queremos lograr. Es decir, las señales eficientes (incluidos los cargos por kW) se implementarían desde el primer día de la reforma. Pero el cargo fijo de la tarifa jugaría el papel de amortiguar el impacto en las facturas. Los primeros años el cargo fijo podría buscar garantizar que cada cliente paga exactamente lo mismo que estaba pagando antes del rediseño.

0.1.2 Largo plazo

Hay un cierto consenso en que, desde el punto de vista de la eficiencia, los precios deben incorporar una cierta granularidad espacial para dar señales de localización. En principio, si es factible, los precios nodales en la red de transporte representan la meta que debe perseguir el diseño de mercado mayorista (Caramanis et al., 2016).

Algunos autores en la literatura han sugerido la posibilidad de extender estas señales de localización hasta los nodos de la red de distribución. Sin embargo, si bien desde el punto de vista meramente teórico esta alternativa se puede presentar como atractiva y estimulante para la comunidad académica, el uso de precios nodales a nivel de distribución presenta una serie de inconvenientes que desaconsejan implementar tal nivel de granularidad:

- Los precios nodales en la red de distribución son necesariamente muy volátiles en el corto, medio y largo plazo. Los continuos cambios en la demanda, generación distribuida e

inversiones de red hacen que estos sean una señal poco válida para la inversión. Por lo que su utilidad se restringiría a lograr aumentar la eficiencia de corto plazo. Pero posiblemente dicha eficiencia puede conseguirse mediante otros mecanismos que no impliquen el cálculo de los precios nodales de la red de distribución.

- En ese sentido, es de esperar que el desarrollo de recursos distribuidos y la mejora de la eficiencia energética termine redundando en una red de distribución menos saturada en una mayoría de puntos de la red. Por tanto, los problemas de congestiones que puedan darse deberían ser en principio no generalizados. En línea con lo sugerido en el punto anterior, y tal y como se desarrolla en este documento, parece más adecuado abordar estos casos de forma particular, mediante la implantación de mecanismos de subasta locales que permitan abordar estas potenciales restricciones.
- El coste computacional puede ser realmente elevado. A efectos de cálculo del flujo de cargas, ir hasta los nodos de distribución (incluso si nos quedamos a nivel de subestación) puede suponer una carga de varios órdenes de magnitud superior a la carga asociada al cálculo de los precios nodales a nivel de distribución.
- Por último, la implementación de precios nodales a nivel de distribución crea diferencias en las tarifas entre zonas muy próximas entre sí, lo cual puede ir en contra de los objetivos políticos de equidad.

0.2 Despliegue de infraestructura AMI

El cambio de la estructura tarifaria hacia una mayor gradualidad temporal de las señales de precio para los usuarios finales no puede llevarse a cabo sin contar con contadores que permitan realizar una medida como mínimo horaria. Al tiempo, es necesario en cada caso valorar para los diferentes tipos de usuarios la función coste-beneficio asociada a la inversión en este tipo de equipos. Como algunos casos próximos han demostrado (p. ej. el caso chileno), es de vital importancia evitar incurrir en un coste que no se perciba como necesario por los usuarios, en especial aquellos para los que está menos claro que se pueda extraer un beneficio significativo.

A continuación, desarrollamos cómo debería diseñarse la política de instalación de estos medidores.

0.2.1 Corto plazo

Si bien en las Resoluciones 4 0072 del 29 de enero de 2018 y 4 0483 del 30 de mayo de 2019 se define una meta de instalación de medidores AMI que alcancen al 75% de los usuarios, se propone optar por una política más prudente a este respecto.

En primer lugar, es necesario realizar un análisis riguroso coste-beneficio para valorar el verdadero potencial de estos equipos para los diferentes tipos de usuarios de la red. Este es un aspecto fundamental sin el cual no se debe proceder a incurrir en este coste. Este estudio debe realizarse de forma completamente independiente, preferentemente por la CREG.

En principio, sin haber realizado este necesario análisis, por una mera cuestión de escala, parece intuirse que podría ser interesante realizar un despliegue de medidores avanzados para los

usuarios en los niveles de tensión del 2 al 4. En el caso de tomarse esta decisión, para evitar que los costos no sean mayores de los estrictamente necesarios, debería garantizarse que estos equipos no tuvieran más que las funcionalidades estrictamente necesarias: medida horaria, posibilidad de limitación de consumo máximo instantáneo y acceso por parte del usuario a los datos de medida⁴.

Mención aparte merecen sin embargo los usuarios residenciales. En este caso, resulta mucho más discutible cuál puede ser el valor de un despliegue masivo de contadores avanzados⁵, en especial teniendo en cuenta la enorme asimetría entre unos usuarios y otros. Al tiempo, la experiencia internacional muestra que estas políticas pueden resultar altamente controvertidas y socialmente costosas. Por tanto, la propuesta consiste en dejar a la discreción de los usuarios la decisión de cambiar su medidor (y pagar por él a la vista de los beneficios esperados).

El despliegue de la infraestructura puede acelerarse si son los propios consumidores los que perciben el incentivo económico para realizar el cambio de contador. Por ello, la mejor manera de realizar el despliegue es a través de un cambio tarifario que dé señales de precio que reflejen los costes y que conduzcan a un consumo eficiente (tal y como se ha tratado en la subsección anterior y en la sección 8). Dichas tarifas actuarán como el driver más efectivo en la identificación de los clientes que deberían cambiar su contador (ya que serán los primeros interesados).

En cuanto a la gestión de los datos, los autores de este informe están totalmente alineados con la propuesta del Foco 5, consistente en que sea el distribuidor el responsable en la fase de despliegue de la infraestructura AMI, y en el largo plazo crear un nuevo agente para la gestión y acceso a los datos.

0.3 Planificación y remuneración de los sistemas de distribución

0.3.1 Corto plazo

En primer lugar, habría que lograr que el distribuidor reduzca su percepción de que la generación distribuida es una amenaza a su actividad. Esto se puede lograr, en una primera etapa transitoria, añadiendo un incentivo al distribuidor que dependa de la cantidad de generación distribuida conectada a sus redes.

Como el cambio del esquema de remuneración hacia uno basado en el TOTEX puede ser un poco brusco, una alternativa a corto plazo es que la CREG evalúe caso por caso las posibles propuestas de los distribuidores sobre el uso de servicios (de generación distribuida o gestión de la demanda) como alternativa a invertir en infraestructuras de red, pudiendo la CREG dar el visto bueno a una remuneración basada en TOTEX a estos casos particulares.

La tercera medida consiste en requerir que la planificación de red considere explícitamente los recursos distribuidos. En tales planes debería realizarse un análisis coste-beneficio sobre el valor

⁴ Ver “Recommendations on minimum customer services – electricity” en European Regulators Group in Electricity and Gas, ERGEG (2010) o Universidad Nacional de Colombia (2016).

⁵ Salvo en aquellos casos en los que la reducción de las pérdidas no técnicas pueda justificar la inversión.

de la generación distribuida en diferentes puntos de la red. Se deberían dar directrices sobre cómo han de realizarse dichos análisis.

0.3.2 Largo plazo

La regulación de la distribución requiere una reforma regulatoria de calado en el largo plazo, que conduzca a una remuneración basada en el TOTEX, *output-based* (donde los objetivos sumen a los de calidad de suministro habituales, otros alineados con la política energética del país, de eficiencia, satisfacción del cliente, etc.), con un mayor periodo regulatorio (entre 5 y 10 años parece lo recomendable según la experiencia internacional) y con una remuneración flexible que pueda ayudar a mitigar de forma adecuada el riesgo asociado a la actividad de distribución en el presente contexto.

0.4 Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución

0.4.1 Corto plazo

Capacitar los operadores de red para calcular los mapas de *hosting capacity*, incluyendo una lista de indicadores descriptivos y de desempeño (junto con una granularidad espacial y temporal) para fomentar la transparencia y la inversión eficiente en generación distribuida.

La CREG debe establecer criterios sobre qué tipo de datos deben ser tratados de forma confidencial y cuál debe ser el formato y canal a través del cual se deben poner a disposición de los agentes del sistema, así como definir cuál debe ser la naturaleza de un agente autorizado para tener acceso a estos datos. Estos criterios deben intentar equilibrar los costos y beneficios potenciales (cuantificables o no) de adquirir y publicar dicha información con las potenciales limitaciones legales.

0.5 Creación de plataformas distribuidas para compra de servicios de red

0.5.1 Corto plazo

El primer germen de una plataforma a nivel de distribución lo conforma la Resolución 098 de 2019. En dicha Resolución, se regula la instalación de un SAEB (Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías) en el Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de mitigar los inconvenientes presentados por la falta (o insuficiencia) de redes de transporte de energía. Dicho esquema se aplica también a la red de distribución. La línea de la Resolución es la adecuada en cuanto al planteamiento de abrir a la competencia y que el proceso sea supervisado por la CREG (lo cual es fundamental por la integración vertical).

Extender ese esquema a la provisión de otros servicios es razonable en el corto plazo. El único punto que debe quedar claro es que la propiedad del activo (generación o almacenamiento) que da servicios de red nunca debe ser del distribuidor.

0.5.2 Largo plazo

El diseño de las subastas distribuidas de servicios de red, debe ser compatible en el futuro con la provisión de varios servicios simultáneos cuando estos no entren en conflicto. El inversor del

activo debería por ejemplo poder vender simultáneamente energía en la bolsa, servicios complementarios a XM y servicios de red al distribuidor.

0.6 El nuevo papel del distribuidor

0.6.1 Corto plazo

En principio, la recomendación sería imponer la separación estructural de los negocios de distribución y comercialización, o en su defecto, limitar el radio de acción de la comercializadora libre del holding del distribuidor, impidiendo que compita por usuarios de sus redes de distribución.

Si al menos en el corto plazo se decide no se optar por ninguna de estas dos alternativas, de tal suerte que los distribuidores estén integrados con comercializadoras en el mismo holding (independientemente de que pueda existir separación legal entre ellos), se da un evidente caso de conflicto de interés. En este caso, deben diseñarse estrictos mecanismos de supervisión por parte del regulador que impidan que el distribuidor pueda condicionar la competencia en sus redes de distribución. El objetivo debe ser minimizar las oportunidades de introducir barreras de entrada (en la conexión, en la provisión de servicios por parte de un tercero, etc.). La propuesta de extender la filosofía desarrollada en la Resolución 098 antes mencionada sería una de las vías en esta dirección.

0.6.2 Largo plazo

Si bien se puede contemplar que inicialmente sea una alternativa no planteable en el corto plazo, debe enfocarse el desarrollo regulatorio a largo plazo hacia el replanteamiento de la estructura en baja tensión, al menos limitando la posibilidad de que un comercializador o un agregador opere en las mismas redes que la distribuidora que pertenece al mismo holding.

0.7 Gestión eficiente de la demanda

0.7.1 Corto plazo

Debe permitirse la participación explícita de la demanda en la bolsa de energía, no sólo en situaciones de escasez, sino de forma general, con la posibilidad de que ésta sea la que determine marginalmente cual es el precio de la energía.

De forma análoga, debe también permitirse la participación explícita de la demanda en el cargo por confiabilidad. La demanda por encima de un umbral de tamaño, que participa de forma explícita en el mercado de la bolsa de energía, y cuyo consumo puede limitarse de forma automática desde el operador del sistema, debería ir como parte compradora al cargo por confiabilidad. Esto es, no estaría representada por el regulador en el proceso de compra, y por lo tanto sería responsable de cubrir con OEF su futuro consumo. El resto de la demanda podría ir de forma agregada como parte vendedora (sería similar al *opt-out* de los mercados de capacidad norteamericanos).

Y en línea con lo discutido en el apartado que abordar los necesarios cambios tarifarios, debe diseñarse la tarifa de forma que se evite la posibilidad de arbitrajes ineficientes. Debe por tanto

calcularse la asignación de los costos para evitar que un usuario de la red pueda pagar un precio en tarifa y recibir otro mayor por la participación explícita en el mercado.

0.7.2 Largo plazo

En el largo plazo, a medida que los equipos lo permitan, se debe permitir a la demanda proveer todos aquellos servicios que técnicamente sea capaz de suministrar (incluyendo resolución de congestiones, servicios de mantenimiento de frecuencia, etc.).

De la misma forma, es necesaria una reflexión pausada sobre cuál puede ser el papel de los llamados agregadores. En el documento se analiza este punto, plantean la importancia de evitar que puedan darse arbitrajes ineficientes (es decir, que la tarifa se diseñe adecuadamente para evitarlo) y terminan argumentando que el desarrollo de la figura del agregador, en línea con lo discutido largamente por ejemplo en el contexto europeo, supone la creación de un comercializador independiente, que debe por tanto ser responsable de garantizar el correcto pago de sus usuarios/clientes/miembros de los cargos de las redes y de los costos de los desvíos que pudieran producirse en el corto plazo en el momento en el que se implementen mecanismos de liquidación intradiaria y de servicios complementarios.

1. Modernización del sistema de distribución

La distribución ha estado tradicionalmente diseñada para abastecer la demanda de energía de los consumidores bajo ciertos criterios de calidad. La operación de los sistemas se limitaba a mantener el servicio y a reestablecerlo en caso de corte de suministro. Sin embargo, la aparición de generadores distribuidos, sistemas de almacenamiento y vehículos eléctricos hacen que esto tenga que cambiar y que se tenga que gestionar el sistema de distribución más activamente.

Los cambios necesarios de cara a modernizar el sistema de distribución se suelen englobar en tres grandes áreas: monitoreo (para aumentar la visibilidad del sistema), predicción (para estimar mejor el estado futuro de la red) y control (para realizar acciones sobre el sistema). Por otro lado, existen varias aplicaciones para modernizar los sistemas de distribución, entre las que destacan:

- *DER (Distributed Energy Resource)*: con su integración se hace necesario que el operador de la red conozca sus características de operación y que se coordine con ellos (para intervenir y controlarlos si fuese necesario). También se deben tener en cuenta a la hora de planificar la expansión de la red.
- *AMI (Advanced Metering Infrastructure)*: elementos clave para obtener información detallada del sistema, ya sea para conocer como está operando el sistema en el tiempo real o en el futuro. Gracias a los AMI es posible monitorear la calidad de la potencia, estimar el estado del sistema, localizar las fallas de forma precisa, lograr la respuesta de un consumidor en particular, control VOLT/VAR, etc.
- *Sistemas de protección avanzados*: se puede utilizar la información de los AMI para lograr una mejor actuación de las protecciones, pero habría que actualizar y cambiarlas.
- *Advanced Distribution Automation (ADA)*: permite la reconfiguración automática de la red de acuerdo con como esté operando. Base para Control VOLT/VAR etc.
- *Microrredes*: sistemas eléctricos pequeños que operan independientemente o integrados con otros sistemas. Es normal que surjan con el almacenamiento.
- *Virtual Power Plants (VPP)*: permiten agrupar elementos de generación y de demanda para funcionar de forma coordinada conjuntamente con el operador de la red.

1.1 Grado de modernización de las empresas distribuidoras y recomendaciones

En términos generales, se ha impulsado la modernización de las redes de distribución a través de los requerimientos que ha ido estableciendo el regulador, los cuales han estado concentrados en la automatización y control, de cara a mejorar la calidad del servicio (Resolución CREG 097, Resolución CREG 015 de 2018).

El grado de implementación de las nuevas tecnologías en Colombia es desigual, y depende en gran parte del tamaño de la empresa distribuidora en cuestión. En este sentido, se puede afirmar que, en términos generales, todas las grandes empresas han actualizado y modernizado sus sistemas por encima de lo exigido por la regulación. Las empresas medianas han automatizado

subestaciones de nivel 4 y alguna de nivel 3 pero en su mayoría se han limitado a cumplir con lo exigido por la regulación. Por el contrario, aunque hay excepciones, la mayoría de las empresas pequeñas se encuentran algo rezagas en este aspecto, con varias incluso por detrás de lo que exige la regulación.

En vista de la situación actual, se presentan en (*Romero-Grass et al.,2019*) una serie de propuestas en función del tamaño de las empresas, las cuales se presentan de forma muy esquemática a continuación.

Grandes distribuidores

Corto plazo: determinación de objetivos y políticas generales, así como áreas responsables de llevarlas a cabo, indicadores de medición y planes para implementar (con prioridades).

Mediano plazo: consolidar tecnologías habilitantes (AMI y ADA), así como la definición, implementación, monitoreo y ajustes y correcciones de posibles programas pilotos.

Largo plazo: consolidación de aplicaciones, seguimiento de los objetivos iniciales, revisión de políticas iniciales y planteamiento de nuevos objetivos.

Medianos distribuidores:

Corto plazo: determinación de objetivos y políticas generales, planes para implementar, instalación de medidores inteligentes y modernización de centro de control.

Mediano plazo: establecimiento de indicadores de control, priorización de aplicaciones y revisiones de políticas, creando un plan de implementación final.

Largo plazo: consolidación de tecnologías habilitantes, definición de proyectos pilotos priorizados, puesta en marcha de pilotos, monitoreo y ajustes y correcciones.

Pequeños distribuidores

Corto plazo: determinación de políticas generales, planes para implementar, adquisición de relés de última tecnología e implementación de centro de control.

Largo plazo: consolidación de tecnologías habilitantes, generación de políticas, definición de proyectos pilotos priorizados y puesta en marcha de pilotos.

1.2 Requisitos y mecanismos de AMI

Los AMI están caracterizados por los dispositivos de medición que miden las variables del sistema eléctrico, las transportan a través de un sistema de comunicación y posteriormente almacenan los datos. En (*Romero-Grass et al, 2019*) se identifican una serie de requisitos que deben cumplir, entre los que destacan:

- Medidor inteligente: se ha determinado que debe tener un número de funcionalidades mínimas (lectura remota, medición de energía importada y exportada, comunicación bidireccional, acceso local a información, prevención y detección de fraudes, sincronización de tiempo,

des/conexión de suministro y limitación de potencia, compatible con modo de prepago). La regulación deberá actualizarse para dar cabida a todas estas funcionalidades.

- **Comunicación:** será necesario determinar por un lado el nivel de calidad de esta comunicación, la remuneración asociada al coste de inversión y mantenimiento de esta infraestructura y por último las penalizaciones en caso de no alcanzar el nivel de calidad establecido como meta. Una posibilidad que habrá que evaluar es que sea un nuevo agente experto en telecomunicaciones el que se encargue de esta función.
- **Centro de gestión de medida:** encargado de recibir la información y almacenarla, previo a un proceso de validación. Es importante tener claro los objetivos del AMI antes de implementarlo para poder analizar adecuadamente la relación costos-beneficios. Sería recomendable a este respecto que se desglosaran los objetivos definidos en la resolución 4 0072 de 2018.

Por otro lado, la implementación de AMI debe realizarse colocando al cliente en el centro del proceso, informándolo de los beneficios que obtendrá, de los costes que tendrá que asumir y de las ventajas y las aplicaciones a las que podrá acceder. Se recomienda que la propiedad del equipo de medida sea del cliente, y que la implementación, operación y mantenimiento de la infraestructura AMI sea responsabilidad de los operadores de red.

Debería existir un listado de definiciones único para todos los agentes, de manera que el conocimiento fuera común, al igual que la arquitectura del sistema y el estándar de interoperabilidad, para poder aprovechar las economías de escala en la adquisición de los equipos.

En lo referente al acceso a los datos de los clientes sería recomendable la creación de un contrato único para gestionar las autorizaciones correspondientes (para evitar confundir al usuario con múltiples autorizaciones). Sería recomendable también permitir que el cliente participe de los beneficios que se puedan derivar del uso de su información por parte de terceros, cuando esta información produzca un valor económico.

Por último, se recomienda que los objetivos de implementación de AMI se establezcan en términos de energía total y no de clientes (que es el caso en la actualidad bajo la Resolución 4 0483 del 30 de mayo de 2019).

1.3 Supervisión y control

Se consideran cuatro posibles alternativas de control y monitoreo con generación distribuida en cuanto al grado de centralización: el control y monitoreo centralizado, el descentralizado, el híbrido y el híbrido descentralizado. Se analizan esquemáticamente a continuación sus ventajas y desventajas.

Control y monitoreo centralizado

En este esquema, se recibe la información de cualquier evento en un único punto y se controla todo el sistema desde ese punto (en el caso extremo desde el CND).

Ventajas: mejor confiabilidad del sistema, flexibilidad en el redespacho (ya que se dispone de toda la información) y operación óptima a nivel global.

Desventajas: dificultad de mantenimiento (centro de control puede estar alejado de la falla), tardanza en recuperarse de fallas, dificultad de redespacho en recursos locales.

Control y monitoreo descentralizado

En este esquema, la responsabilidad del control la asume el centro de control local, el centro de control total (central) solo obtiene información de todas las fuentes locales.

Ventajas: rápida restitución del servicio post falta, con una mayor seguridad de los operarios, al estar el centro de control más cerca de la falla.

Desventajas: mala respuesta a grandes cambios bruscos de la demanda, así como problemas en la operación a corto plazo del despachador del sistema.

Control híbrido

En el control híbrido, tanto el centro de control local como el central tienen responsabilidades definidas, sin una jerarquía de la una sobre la otra (salvo en casos puntuales).

Ventajas: mantenimiento a cargo del centro de control local lo que permite ser más flexible, seguro y más rápidos en restituir el servicio, mejor planeamiento de la operación por compartir información.

Desventajas: problemas de coordinación entre centros de control por responsabilidades poco claras.

Control híbrido descentralizado

En el último esquema, la localización de los centros de control locales se encuentra en las subestaciones de alta a media tensión, permitiendo así la creación de islas aisladas (isla intencional), con un centro de control local. La principal ventaja es esta capacidad de creación y control de estas islas intencionales⁶. Su punto débil es que el centro de control total no ve lo que ocurre a nivel local. Romero-Grass et al. (2019) proponen un transitorio en tres etapas para llegar al esquema de control híbrido descentralizado.

⁶ Se define isla a la porción de la red pública que en algún momento se encuentra exclusivamente alimentada por generación distribuida. Esto puede ocurrir debido a una desconexión de la red pública por fallas en la conexión, aunque sigue existiendo generación distribuida que si alimenta a esa zona. Lo que suele ocurrir actualmente es que en caso de desconexión con el sistema la generación distribuida (que dispone de protecciones anti-isla) se desconecta, impidiendo el funcionamiento en isla, por lo que la zona aislada deja de estar alimentada de ninguna forma.

Si se quiere funcionamiento en isla se deberían cambiar las protecciones de los generadores distribuidos para que detecten el funcionamiento en isla y funcionen consecuentemente, aunque es necesario tener en cuenta las dificultades de la reconexión con el sistema en términos de sincronización (se deberán instalar protecciones para garantizar que se realice correctamente).

La ventaja del funcionamiento en isla es que permite el funcionamiento de la generación en esa zona, permitiendo transacciones en la isla

En una primera etapa se partiría de un sistema con bajo porcentaje de medidores inteligentes, sin comunicación entre el servidor AMI y el centro de control. No se permitirían tener islas intencionales, ni existirían microrredes, agregadores ni almacenamiento, existiendo la poca generación distribuida en tensión de 34,5 y 13,2 kV. Los alimentadores deberán tener protecciones contra reversión de flujo, todo esto implica que no habría grandes cambios con el mercado eléctrico actual.

Todo el funcionamiento de este sistema dependerá de un Centro de Control Local (CCL), teniendo como mínimo SCADA (que permita controlar flujos masivos de información con comunicación bidireccional), OMS (*Outage Management System*: con comunicación con el SCADA, deberá poder modelar un sistema radial con generación distribuida) y DMS (*Distribution Management System*: que permita optimizar la operación en el sistema de distribución y simularlo)

En una segunda etapa, el sistema tendrá un solo centro de control de distribución (CCL), conectado con el centro de control nacional. El sistema tendrá gran penetración de medidores inteligentes y alta penetración de recursos distribuidos en baja tensión. Existirán numerosos elementos de corte telecontrolados, así como microrredes conectadas a la red principal, existiendo gran relación entre agentes comerciales y operativos. Se utilizará activamente el almacenamiento de energía, por lo que será necesario que las protecciones permitan el flujo bidireccional.

El CCL deberá contar con SCADA, OMS (que permita la topología enmallada (LOOPS), lo cual afectará al método de restablecimiento del sistema post falta), DMS (mejor modelado del sistema (inversores inteligentes, generación distribuida etc.), mejor control del sistema (planeamiento del corto plazo, control de reactivos, análisis de estabilidad, control de cargas críticas, deslastre de cargas)), y DERMS (*Distributed Energy Resources Management System*: control activo de los elementos).

En la última etapa, el operador de la red tendrá varios centros de control distribuidos, a lo largo de las subestaciones, cada uno actuando como DSO conectados al CND. Todas las funciones mencionadas en la anterior etapa existirán en una nube local.

2. Planificación y remuneración de los sistemas de distribución

Tradicionalmente, la regulación de la distribución se ha centrado en promover unos niveles de inversión adecuados en el largo plazo y en el corto promover la eficiencia de la operación, al tiempo que se trata de garantizar unos niveles mínimos de calidad del suministro. Estas prioridades han dado sus frutos en un contexto de recursos tecnológicos maduros y demanda estables y predecibles (IRENA, 2017).

Sin embargo, el desarrollo multidimensional de recursos distribuidos plantea una serie de nuevos retos tanto para las empresas de distribución como en particular para la regulación destinada a guiar sus actividades.

- Desde el punto de vista tecnológico, el desarrollo de recursos distribuidos trae consecuencias desde dos puntos de vista antagónicos:

- En el modelo tradicional los únicos condicionantes relevantes eran (desde el punto de visto de la operación) principalmente la meteorología y el comportamiento de corto plazo de la demanda (bastante previsible) y (por el lado de la planificación) el crecimiento de la demanda (relativamente unidimensional). En este modelo clásico, las alternativas tecnológicas para gestionar estas variables eran maduras, estándar y bastante limitadas en número.
- En el nuevo contexto en el que se espera un desarrollo importante de recursos distribuidos, estos últimos aparecen al tiempo como un problema y como parte de la solución. La operación y planificación se hace en principio más complicada, dada la menor previsibilidad de los retiros e inyecciones de los usuarios de las redes tanto en el corto como en el largo plazo. Las constantes de tiempo vinculadas al desarrollo de la generación y gestión de la demanda distribuida pueden con frecuencia ser menores que las propias de las soluciones que permiten al distribuidor adecuarse a los cambios que estas nuevas tecnologías requieren. En unos pocos meses puede producirse en una zona de la red de distribución una penetración muy relevante de paneles solares, mientras que la adecuación a un cambio de esta naturaleza puede necesariamente conllevar un plazo mayor. En principio los costes de distribución podrían en ocasiones crecer, como sin duda lo hará la complejidad de la gestión de la planificación de la red, que deberá tratar de anticiparse a estos desarrollos, y por tanto estará expuesta a riesgos sin precedentes hasta la fecha.

Pero al mismo tiempo, los recursos distribuidos pueden constituirse en proveedores de servicios de gestión del sistema de distribución que contribuyan a un desarrollo más eficiente del sistema de distribución, tal y como ya se está experimentando e incluso imponiendo en algunos sistemas eléctricos⁷.

- Estos nuevos desarrollos plantean también unos retos sin precedentes para el diseño regulatorio:
 - Por un lado, como se apuntaba con anterioridad, la operación y planificación de la red de distribución está sujeta a una serie de incertidumbres de un orden de magnitud superior al precedente, lo que complica el diseño de los mecanismos de remuneración de la actividad. Estos mecanismos deben encontrar un difícil equilibrio entre remuneración suficiente, adecuada asignación del riesgo y suficiente promoción de la innovación.
 - Por otro, un desarrollo exitoso de la regulación tendría como fin último resultar en una reducción significativa de los costes de distribución, a través de la reducción de la base regulatoria de activos, gracias a la posibilidad de aprovechar la flexibilidad que los recursos distribuidos pueden aportar (mediante la gestión de la demanda y el uso de almacenamiento distribuido). Al tiempo, estos recursos pueden afectar adicionalmente a la remuneración de la actividad de distribución en aquellos sistemas (hasta la fecha la

⁷ Ver por ejemplo <https://nyrevconnect.com/non-wires-alternatives/>

mayoría) en los que de una u otra manera la remuneración está vinculada al volumen del consumo.

Por estos y otros problemas que se mencionarán más adelante, los distribuidores pueden ver a la generación distribuida como una amenaza para sus actividades, y esto crea una barrera para su conexión y desarrollo oportuno.

Es primordial por lo tanto que se acometa una reforma regulatoria en profundidad, y que las medidas regulatorias tengan como primer objetivo neutralizar la aversión que algunos distribuidores puedan tener a la incorporación de estos recursos distribuidos. De este modo, en una primera etapa, puede tener sentido buscar una solución transitoria que priorice incentivar inicialmente a los distribuidores a incrementar la presencia de generación distribuida en sus redes. Este fue por ejemplo el caso en el Reino Unido, en donde, entre 2000 y 2010, antes de la reforma integral que supuso el RII0-1, se implementó un doble incentivo que otorgaba a los operadores de redes de distribución una remuneración adicional dependiendo de la cantidad de generación distribuida conectada⁸.

En cualquier caso, cualquier solución transitoria debe desde un primer momento estar unívocamente condicionada a desembocar en una reforma de regulatoria de gran calado. Esto es, una reforma que plantee soluciones de forma efectiva a todos los grandes retos para la actividad de distribución que se prevén en el nuevo contexto. Dicha regulación debe incentivar a las empresas de distribución a implementar tecnologías de red innovadoras y beneficiarse de la flexibilidad que ofrecen los recursos distribuidos. Además, debe garantizar que la remuneración esté alineada con las necesidades financieras de las empresas y debe recompensarlas en parte en función de su desempeño, en lugar de solo en función de los costos incurridos de manera eficiente. Por último, no conviene olvidar el papel del riesgo. Planificar el sistema en el futuro será mucho más complejo que ahora, y el riesgo asociado será por lo tanto mucho mayor.

2.1 La nueva regulación y planificación de los sistemas de distribución

Tal y como se identifica en (IRENA, 2017) hay fundamentalmente cuatro áreas de mejora en la regulación de la distribución tradicional:

- La fórmula de remuneración debe ser neutral entre CAPEX y OPEX.
- La remuneración debe ser “*output-based*”: la regulación debe orientarse al desempeño del servicio, medido este a través de una serie de métricas o indicadores. Los parámetros tradicionales han sido la energía distribuida y la calidad técnica de suministro, pero estos son claramente insuficientes en el nuevo contexto.

⁸ El primer incentivo consistía en permitir transferir parte de los costes asociados la integración de generación distribuida a las tarifas y sujetos a una depreciación acelerada (80% de las inversiones asociadas durante 15 años en vez de los tradicionales 20 años). Por otro lado, los distribuidores recibían una prima adicional, de entre £1 y £2 por cada kW de capacidad DG conectada (durante 15 años).

- La planificación debe orientarse a integrar eficientemente los recursos distribuidos y a la innovación, esto se puede lograr mediante las dos siguientes acciones:
 - El periodo regulatorio debe de ser largo, y a la vez hay que ofrecer mecanismos de compensación *ex post* (definidos *ex ante*) para limitar el riesgo del distribuidor.
 - La planificación tiene que anticipar el futuro, y no seguir basándose en el pasado. Es necesario transmitir esta nueva filosofía a las distribuidoras, regulando la necesidad de desarrollar planes de inversión y dando directrices sobre cómo elaborar dichos planes.
- Definir claramente el nuevo rol del distribuidor en el nuevo contexto, i.e. establecer claramente cuáles deben ser sus competencias, y cuál debe ser el modelo de relación tanto operativa como empresarial con el resto de actores del sistema eléctrico.

Pasamos a analizar las tres primeras dimensiones, dejando esta última para la sección XXX.

2.1.1 Mayor neutralidad entre CAPEX y OPEX

En la actualidad, el mecanismo de remuneración de la distribución en Colombia se focaliza en la base regulatoria de activos (BRA), y por lo tanto en el CAPEX. Es un esquema tradicional, que no ha estado exento de ciertas críticas. En SGCV (2016) se pone de manifiesto la falta de un mecanismo de supervisión de eficiencia de las inversiones y la necesidad de mayor granularidad a la hora de considerar las características de los distintos activos (en particular, se recalca la importancia de la vida útil regulada de los activos). Romero-Grass et al. (2019) identifican como una barrera fundamental la renovación de la infraestructura, el hecho de que la remuneración que se ofrece a activos envejecidos no considere una antigüedad mayor de 10 años, con independencia de su antigüedad real. Los costos de explotación (OPEX) son, a todos los efectos, reconocidos en base a los costos reales en los que incurre la empresa distribuidora (pero sin entrar a formar parte de la base regulatoria de activos).

En general, hay un cierto consenso en torno a la necesidad de aumentar el peso de los gastos operacionales en los esquemas de remuneración. Incrementando el reconocimiento y peso de los gastos operacionales en la remuneración de la actividad, de forma que se traduzca en una mayor rentabilidad para las empresas, se fomentaría que los operadores desarrollasen estrategias de gestión flexible de la red y que aprovecharan los servicios ofrecidos por los recursos distribuidos para reducir o posponer las inversiones en nuevos activos.

Hasta la fecha, el modelo de regulación tradicional (centrado en reconocer solo el CAPEX en la base regulatoria de activos, y con periodos regulatorios cortos), los esfuerzos de reducción de costos han tendido siempre a enfocarse en el OPEX. Para poder lograr una planificación y una operación eficiente en el nuevo contexto, es fundamental que la regulación iguale el incentivo a reducir ambos tipos de gastos (y no primar la reducción de uno frente al otro).

Una regulación que se centra en el TOTEX, en vez de tratar de forma distinta al CAPEX y al OPEX aparece en principio como la mejor solución. La experiencia pionera al respecto es la del Reino Unido (OFGEM, 2013b), donde un porcentaje fijo del TOTEX se incluye en la base regulada de activos y está sujeto a un período de recuperación de 45 años. Por lo tanto, la

remuneración es independiente de la estructura de costos real (entre CAPEX y OPEX) de las empresas.

Conviene en todo caso puntualizar que, la alternativa de centrar la remuneración en el TOTEX en ocasiones encuentra barreras insalvables en las políticas contables empleadas en un estado o país. Este es el caso por ejemplo en NY, donde en el contexto del REV, las políticas contables del estado han imposibilitado hasta la fecha la implementación de una regulación centrada en el TOTEX de forma general (aunque como se describe en el cuadro inferior, sí que se ha probado el enfoque en casos elegidos selectivamente).

Si bien NY REV no adoptó la remuneración basada en TOTEX de manera generalizada, el regulador indicó que evaluará su desempeño en UK y que utilizará dicho mecanismo de remuneración selectivamente (caso por caso) en programas que implique el uso de recursos distribuidos para sustituir inversiones en infraestructura de red (NY-PSC, 2016). Menciono esto para aclarar que adoptar este mecanismo de manera generalizada no es la única forma de aprovecharlo. También se puede aprovechar de manera más focalizada en proyectos específicos sin que esto se vea afectado por las políticas contables aplicables.

En particular, con el fin de probar el desempeño de la remuneración basada en una tasa de retorno sobre el TOTEX, en el contexto de las citadas “Non-Wires Alternatives”, el regulador (NY Public Service Commission) aprobó mecanismos regulatorios para la remuneración de por lo menos cuatro proyectos y programas de NWA basados en una tasa de retorno sobre el costo total de los mismos (TOTEX).

En este sentido, el primer mecanismo aprobado fue el del reconocido BQDM de Con Edison en la Orden “Order Establishing Brooklyn/Queens Demand Management Program” de diciembre de 2014 (NY-PSC, 2014). El regulador permitió a Con Edison amortizar los costes totales del programa (con presupuesto aprobado de \$200 millones USD) en un periodo de 10 años utilizando la tasa de retorno aprobada en el *rate case* más reciente.

Luego, el regulador aprobó mecanismos de remuneración similares (i.e., basados en TOTEX, y agregando incentivos adicionales como “share of savings”) a programas de NWA a otras compañías incluyendo Central Hudson (NY-PSC, 2016b), Orange & Rockland (NY-PSC, 2017a), y nuevamente Con Edison (esta vez no asociado a un proyecto en particular sino a un programa con presupuesto anual y recurrente que puede abarcar varios proyectos) (NY-PSC, 2017b).

2.1.2 Remuneración “output-based” (o “performance-based”)

Una vez aislada la actividad de distribución de otras actividades competitivas, es necesario garantizar que el régimen de remuneración de este servicio esté ligado a la correcta integración de la generación distribuida. Los esquemas de remuneración utilizados hasta ahora, basados normalmente en el volumen de energía distribuida e impulsados principalmente por las inversiones llevadas a cabo por el operador, conducen inevitablemente a un enfrentamiento artificial entre los recursos distribuidos y la empresa de distribución.

En primer lugar, es esencial desacoplar la remuneración del servicio de distribución del volumen de energía servida a través de las redes. Si este cambio no se produce, una inversión en generación distribuida comportaría para la empresa una reducción de su remuneración sin que ésta esté asociada con una reducción de sus costes, imponiéndole por lo tanto una pérdida económica, que puede llegar a ser de gran volumen con gran rapidez.

Además de los parámetros que se utilizan para fijar los ingresos de la distribuidora (en muchos contextos, se escoge el volumen de energía distribuida, aunque éste no sea, evidentemente, el principal impulsor de coste de esta actividad), es importante identificar qué elementos se tienen en cuenta para definir la remuneración total. Históricamente, la inversión en nuevos activos ha tenido un papel central en la remuneración de la actividad de distribución. Sin embargo, estas metodologías no parecen adecuadas en el nuevo contexto, en el que la distribuidora no tiene simplemente que conectar a todos los usuarios en su concesión y garantizar el suministro en las horas de demanda punta. Las redes de distribución del futuro deberán ser capaces de acoger el intercambio de diferentes servicios, tanto entre usuarios de la misma red como aguas arriba, hacia el mercado mayorista, y de garantizar su confiabilidad bajo escenarios de retiros e inyecciones cambiantes. Por esta razón, los esquemas de remuneración deberían reflejar las prestaciones de los operadores de red, medidas a través de una serie de indicadores que reflejen su capacidad de cumplir con los objetivos impuestos por el regulador (metodologías *output-based*).

El origen de las metodologías *output-based*, en rigor, datan de los 80s en EEUU como una alternativa al coste de servicio (Sappington et al. 2001). Sin embargo, el uso de tal metodología orientada al contexto de la remuneración de la actividad de distribución con penetración de recursos distribuidos corresponde al Reino Unido. También se han adoptado filosofías similares al otro lado del Atlántico, como es el caso de algunos estados de los EEUU, entre otros New York, Illinois y California (de manera puntual) y Hawai (de forma más general).

En cuanto a los índices que pueden ser utilizados en la práctica, una referencia útil es el informe de Synapse Energy Economics (Whited et al, 2015), en el cual se recogen posibles indicadores de desempeño, los cuales se agrupan en nueve categorías:

- Fiabilidad: SAIFI, SAIDI, CAIDI, MAIFI, etc.
- Seguridad de los empleados y seguridad pública: número de accidentes, número de días de baja por accidente laboral, etc.
- Coste: coste de energía, coste de capacidad, coste de NWA (non-wired alternatives), etc.
- Eficiencia: pérdidas, factor de capacidad, etc.
- Nivel de satisfacción del consumidor: tiempo medio de espera en los call-centers, quejas, encuestas, etc.
- Capacidad de involucrar activamente al consumidor: eficiencia energética (p. ej. % de participación en programas de eficiencia), respuesta de la demanda (p. ej. % de participación), coches eléctricos (p. ej. número de coches añadidos al año), almacenamiento, etc.

- Servicios de red: acceso a los datos, instalación de contadores inteligentes (p. ej. número de contadores), acceso a terceros (p. ej. tiempo de acceso), conexión a la red (p. ej. tiempo de conexión), etc.
- Medio ambiente: emisiones (dióxido de carbono, dióxido de azufre, cenizas, etc.), generación con combustible fósiles, generación renovable, etc.

En el RIIO-1 de Reino Unido, estos outputs se agruparon en seis áreas diferentes: fiabilidad y disponibilidad (*reliability and availability*), medio ambiente (*environment*), conexiones (*connections*), servicio al consumidor (*customer service*), seguridad (*safety*) y compromiso social (*social obligations*). De cara a la implantación del próximo RIIO-2 (OFGEM, 2019) se está barajando la posibilidad de que estos objetivos incluyan metas relacionadas con la descarbonización, incluyendo por ejemplo una medida del papel del distribuidor en la descarbonización del transporte, en la electrificación del sector de la calefacción o la reducción de los picos de demanda.

En el caso de Illinois el número total de métricas definidas para medir el desempeño de las compañías supera las 60. La lista completa puede consultarse en (ComEd, 2014).

Aunque las métricas particulares dependen del sistema, en términos generales se recomienda que el diseño de las mismas siga estos principios básicos (Whited et al, 2015):

- Las métricas deben estar totalmente alineadas con los objetivos en política energética.
- Deben estar claramente definidas (a ser posible de forma cuantitativa).
- Las métricas deben ser objetivas y en la medida de lo posible depender de las acciones del distribuidor (todo resultado que escape del control del distribuidor no debería incluirse como métrica). Por ejemplo, los incentivos mencionados arriba relacionados con el papel del distribuidor en la descarbonización del transporte o del sector de la calefacción, podrían no depender siempre de las acciones del distribuidor (hay variables que escapan a su control).
- El estándar para cada métrica debe determinarse por medio de un estudio coste-beneficio.
- De cara a mitigar el riesgo de los agentes es recomendable usar para los estándares una cierta banda muerta, así como permitir que los objetivos evolucionen y se actualicen.

En Colombia, los índices empleados por el momento para valorar el desempeño son los tradicionales, como por ejemplo los que miden la confiabilidad del sistema, como por ejemplo el uso del IAAF (Índice Anual Agrupado de Fiabilidad) o el ITAD (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad), o índices de pérdidas técnicas y comerciales (estos últimos no tienen apenas incidencia en la remuneración, lo cual supone un menor incentivo a modernizar la red).

2.1.3 Planificación orientada a integrar eficientemente los recursos distribuidos

Mirando al futuro en lugar de al pasado

Un marco regulatorio favorable para el desarrollo de la generación distribuida pasa también por un cambio en los datos utilizados durante las revisiones tarifarias. Estos procesos suelen estar basados en datos históricos de inversión y operación (o en *benchmarks* históricos), bajo la suposición

de que el siguiente periodo tarifario seguirá de alguna manera el patrón marcado por los anteriores. Sin embargo, dado que el necesario objetivo de los reguladores debe ser fomentar la innovación en el sector de la distribución, esta hipótesis deja de ser válida. La estimación de los costes de distribución utilizada en el cálculo de la remuneración debe estar basada en predicciones que tengan en cuenta cuál es el modelo de red que se quiere alcanzar en el periodo tarifario y qué gastos son necesarios para alcanzarlo.

Para ello, por lo tanto, la planificación tiene que empezar por tratar de anticipar el futuro de la mejor manera posible, y no seguir basándose exclusivamente en el pasado (MITEI, 2016). Es necesario transmitir esta nueva filosofía a las distribuidoras, regulando la necesidad de desarrollar planes de inversión y dando directrices sobre cómo elaborar dichos planes. El enfoque RIIO del Reino Unido es un ejemplo del uso de un enfoque prospectivo. En este caso se aplica un modelo que utiliza una combinación de información pasada y de los estudios prospectivos (OFGEM, 2013c).

La planificación de red ya no puede ser ajena a los recursos distribuidos

Son cada vez más los sistemas en los que la regulación está modernizando la metodología requerida para la planificación de las redes de distribución, siendo uno de los principales objetivos considerar de forma activa el potencial papel de los distintos recursos distribuidos. En EEUU, son ya varios los estados que obligan a las distribuidoras a considerar en su planificación de largo plazo un uso eficiente de los recursos distribuidos. Esta planificación, tiene que ser aprobada por el regulador. Son varios los ejemplos que no encontramos en la experiencia internacional a este respecto.

Integración de recursos distribuidos en la planificación de la red: algunas experiencias internacionales

Los casos más avanzados

El ejemplo más paradigmático hasta la fecha en EEUU es el caso de Nueva York, y su iniciativa REV, donde se busca maximizar la utilización de los recursos y reducir la necesidad de una nueva infraestructura a través del fomento del uso de recursos tales como la gestión de la demanda, la eficiencia energética, las energías renovables, la generación distribuida y los programas de almacenamiento de energía. Es en este marco donde más se ha explorado que los distribuidores actúen como proveedores de plataformas de sistemas distribuidos, creando mercados locales para estos recursos distribuidos.

En EEUU se pueden encontrar en la actualidad otros casos en los que la planificación de la red de distribución tiene en cuenta a los recursos distribuidos. En (Homer et al, 2017) se analizan en detalle los casos más avanzados en el contexto de los EEUU como son (aparte de Nueva York) los de los estados de California, Hawaii, Massachusetts y Minnesota⁹.

⁹ El informe también analiza otros muchos casos menos avanzados (como por ejemplo Indiana o Rhode Island).

En Europa, cabe destacar que las empresas de distribución en el Reino Unido tienen la obligación de aplicar un modelo de ingeniería, llamado modelo Transform, para justificar que sus planes de inversión capturan los efectos de las redes inteligentes y la generación distribuida (OFGEM, 2013a).

Otros casos¹⁰

Volviendo a los EEUU, en Colorado la planificación de la red debe incluir obligatoriamente mecanismos de gestión de la demanda. En Arkansas, se especifica que, en el caso de que haya necesidad de incrementar la capacidad de red, las empresas de servicios públicos deben primero considerar como alternativa el uso eficiente de los recursos disponibles de generación y demanda. En la costa oeste, PacifiCorp (2017), en su plan de acción de 2017 identifica acciones que involucran recursos distribuidos, tales como la gestión de la demanda. En Arizona, las empresas de servicios públicos deben incluir a los recursos distribuidos en su planificación de largo plazo (o en caso contrario explicar por qué los excluyen).

Por otro lado, en la evaluación de la planificación del distribuidor, puede tener sentido involucrar a todas las partes interesadas, incluyendo una representación de consumidores e industria. Este aspecto forma parte de la propuesta en el Reino Unido para el próximo RIIO-2. En particular, se propone que las distribuidoras creen un grupo de trabajo que se encargue de interactuar con los consumidores (al que denominan el “*Customer Engagement Group*”). Su objetivo último es dar al distribuidor el punto de vista de los consumidores sobre la planificación de la red, de cara a que este sea presentado posteriormente al regulador.

Mayor duración del periodo regulatorio

Por otro lado, para fomentar la innovación y para incentivar a las empresas a incrementar la eficiencia a través de una perspectiva de muy largo plazo, es necesario incrementar progresivamente la duración de los periodos tarifarios, ya que, con las duraciones actuales, no se incentivan las inversiones en innovación que pueden tener un periodo de restitución más elevado.

En este contexto, Nueva York planea extender sus periodos tarifarios de tres a cinco años, mientras que el Reino Unido extendió la duración de los periodos regulatorios de cinco a ocho años en el RIIO-1¹¹. La otra cara de la moneda de esta medida es que al aumentar el periodo regulatorio aumenta significativamente la incertidumbre. Este inconveniente se puede mitigar parcialmente con un mecanismo de remuneración flexible y con la previsión de revisiones cuando el desvío frente a alguna de una serie de variables predefinidas supera un cierto umbral. Este aspecto se trata a continuación.

¹⁰ (Abdelmottaleb et al, 2019)

¹¹ En el momento de escribir este documento se está discutiendo en el Reino Unido la conveniencia de volver a usar un periodo de cinco años para el RIIO-2 (OFGEM, 2019). El RIIO-2 comienza en abril de 2023.

Mayor flexibilidad en el mecanismo retributivo

Las distribuidoras se enfrentan a una mayor incertidumbre hoy, fundamentalmente como consecuencia del cambio tecnológico y la incertidumbre que rodea la conexión de los recursos distribuidos. Si a esto le sumamos períodos regulatorios más largos, se vuelve esencial acompañarlo de esquemas de remuneración más flexibles, como los tradicionales mecanismos de reparto de las ganancias/pérdidas (entre el distribuidor y el consumidor) o la posibilidad de introducir reaperturas del mecanismo en función de una serie de índices.

El uso de mecanismos de reparto de ganancias se ha implantado en Nueva York con un elemento innovador que consiste en determinar el factor de reparto de las ganancias en función de varios indicadores que miden el desempeño de la empresa de distribución. De este modo, las distribuidoras que presenten un mejor desempeño podrán tener mayores ganancias.

Por otro lado, Ofgem (2013d) considera la reapertura de la remuneración del caso base cuando los diferentes tipos de gastos se desvían significativamente de las previsiones.

3. Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución

La presencia de la generación distribuida plantea la necesidad de desarrollar significativamente las metodologías de gestión de la información vinculada tanto a la operación como a la planificación de los sistemas de distribución, no sólo para conseguir una optimización del desempeño de la red en su conjunto en el corto plazo, sino también para incentivar la penetración eficiente de nuevos recursos, de forma coordinada con las necesidades futuras de la red. Para facilitar las oportunidades de inversión en recursos distribuidos, mediante el desarrollo de nuevas herramientas que lo faciliten (p. ej. mecanismos de adquisición competitiva, ver discusión en la sección 5), que a su vez abran la puerta a la aparición de nuevos modelos de negocio, es fundamental la definición de una política de provisión de información detallada de los sistemas de distribución que logre un adecuado equilibrio entre transparencia y seguridad.

La publicación de la información sobre el estado de los sistemas de distribución en los diferentes plazos tiene múltiples finalidades, pero en esta sección analizaremos su rol *principal* como estímulo y guía de nuevas inversiones eficientes. A grandes rasgos, esto pasa por publicar la información necesaria para la conexión en la red de nuevos recursos distribuidos de forma ágil, priorizando como objetivo principal la eliminación de barreras, que conduzcan a la optimización de eficiencia económica. Deben garantizarse unos niveles mínimos de confidencialidad y seguridad de los sistemas de distribución, pero evitando exacerbarlos de forma innecesaria, para no permitir que se creen barreras artificiales para nuevos entrantes.

Como con el resto de los temas tratados en este documento, por tratarse de un problema relativamente reciente, no es fácil encontrar en la experiencia internacional referencias consolidadas relevantes, de la misma manera que carece de antecedentes importantes en Colombia.

Se analizará el problema en los siguientes tres pasos:

- La importancia de la visibilidad y transparencia del estado de los sistemas de distribución; incluyendo una descripción de la situación actual en Colombia
- Los principales criterios de diseño de una política enfocada para aumentar la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución;
- El aspecto clave que es necesario gestionar de forma adecuada para evitar el establecimiento de barreras innecesarias: la confidencialidad de los datos.

3.1 Importancia de la visibilidad y la transparencia del estado de los sistemas de distribución

Un sistema de redes de distribución inteligente que no atienda al cliente final no puede ser considerado verdaderamente eficiente. En ese sentido, garantizar el acceso a datos e informaciones relevantes es fundamental, dado que promueve comportamientos más eficientes y apoya la toma de decisiones de los consumidores.

La publicación de información detallada del estado de los sistemas de distribución es vital para permitir optimizar dos factores clave: i) ofrecer en primer lugar señales de localización para que la generación distribuida se ubique en los emplazamientos en donde se maximice su contribución al sistema en general, y en particular a la red de distribución, i.e. donde el valor económico de dicha instalación es mayor, y ii) una vez establecidas, agilizar el proceso de conexión de estos recursos.

Situación actual en Colombia:

Como Romero-Grass et al. (2019) discuten, la conexión de recursos distribuidos en Colombia se regula, básicamente, mediante dos resoluciones: CREG 030 de 2018 y CREG 060 de 2019. La primera regula los aspectos de conexión de pequeños generadores y autogeneradores (inferiores a 5 MW).

La resolución CREG 060 de 2019 es esencialmente una adición al código de redes que hasta aquel momento no consideraba la generación no convencional. Uno de los objetos de esta segunda resolución es reducir las diferencias existentes entre los diferentes operadores de red a la hora de exigir estudios de conexión para recursos distribuidos mayores a 5 MW.

Sin embargo, se espera que la conexión de recursos inferiores a 5 MW sea predominante y es aquí en donde los procedimientos definidos en la Resolución 30 tienen un rol importante. Uno de los aspectos interesantes de la Resolución 30 es definir *estándares técnicos* de disponibilidad del sistema de distribución para la conexión de recursos distribuidos en diferentes niveles de tensión. La resolución obliga al operador de red (del sistema de distribución local y del sistema de transmisión regional) a informar en su página web de las condiciones de la red para la conexión de un generador distribuido. El solicitante debe verificar, en la página web del operador, que la red a la cual desea conectarse tiene disponibilidad para ello y cumple con algunos parámetros predeterminados por la CREG, que básicamente, consiste en un límite a la energía que un generador distribuido puede inyectar en la red: debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La

capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador. Además, la Resolución 30 determina que la cantidad de energía en una hora que pueden entregar los generadores distribuidos no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas en el año anterior al de la solicitud de conexión.

Con eso, cada operador de red debe ofrecer, en su página web, un sistema de información georreferenciado que permita a un potencial nuevo entrante observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado.

El concepto de la Resolución 30 se asemeja conceptualmente, aunque de forma muy general y poco sofisticada al cálculo de la *hosting capacity* (“capacidad de alojamiento”) de una red de distribución, definido como la capacidad de nueva generación distribuida que un sistema de distribución puede acomodar en cada nodo, garantizando unos niveles predeterminados de garantía y optimización del costo del suministro (New York State Public Service Commission, 2017).

El valor de la *hosting capacity* es específico de cada alimentador y depende directamente de la topología de la red (p. ej., el nivel de voltaje, la configuración de subestaciones, circuitos, etc.), de restricciones de tensión/calidad, restricciones térmicas del sistema de potencia, límites de protección y confiabilidad de una forma general. Por lo tanto, su cálculo requiere un trabajo intensivo en gestión de datos y desarrollo de modelos y procedimientos. Adicionalmente, dado que en el nuevo contexto las características de la red –en términos de nuevas conexiones y penetración de generación distribuida– se espera que cambien a ritmo un orden de magnitud mayor del registrado hasta la fecha, es necesario recalcular esta *hosting capacity* con frecuencia. Incluso un análisis simplificado puede ser muy útil para dar visibilidad de las condiciones de la red para la conexión de nuevos recursos, de la misma forma que para revelar en qué zonas pueden ser necesarios refuerzos en la red para permitir la penetración de generación distribuida.

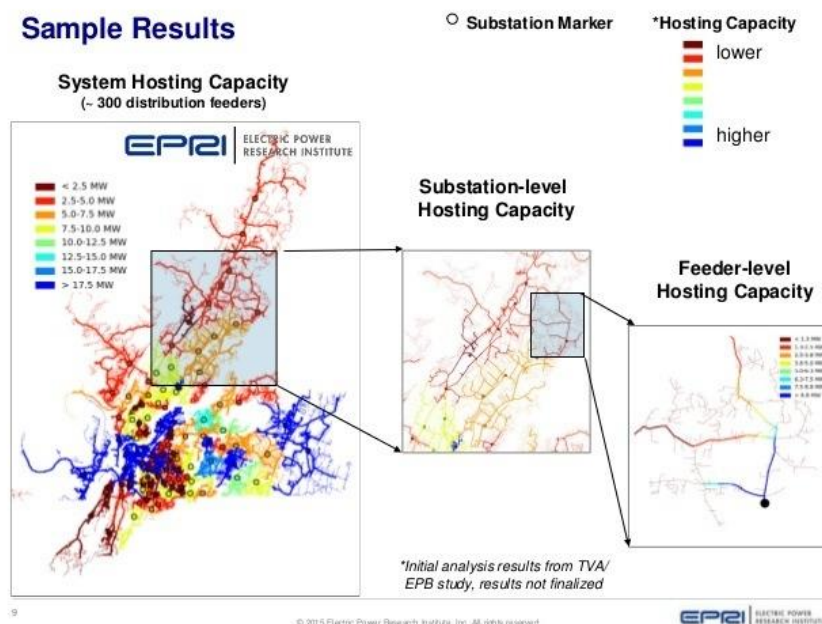


Figura 1.- Ilustración de la expresión de la hosting capacity (Fuente: EPRI)

El concepto presente en la Resolución 30 determina, como criterio *ex ante*, un parámetro fijo de la red, sin considerar otros, como por ejemplo la demanda del alimentador. Dependiendo de su valor, la capacidad disponible para conectar nuevos generadores puede aumentar o disminuir. Considerar un parámetro fijo para uno de los componentes de la red puede resultar muy conservador e innecesariamente limitante y por lo tanto una barrera innecesaria para la conexión de la generación distribuida.

Por ejemplo, en el final de los años 90, los procedimientos para la conexión de pequeños generadores en California eran definidos por una regla general que limitaba la instalación a un porcentaje de la demanda de punta en un circuito o de una demanda en energía mínima diaria. Este estándar fue adoptado como norma en los Estados Unidos. Estos parámetros fueron posteriormente clasificados como imprecisos. Por ejemplo, en un estudio de Sandia National Labs, Reno & Broderick (2017) no encontraron correlación suficiente entre un porcentaje sobre la demanda de punta y el *hosting capacity*, de forma que se pudiera aceptar como criterio válido para definir disponibilidad para conexión de nueva generación distribuida.

Por lo tanto, aunque la mayor parte de los operadores cumplen la Resolución 030, como se discute en Romero-Grass et al. (2019), hay necesidad de mejoras.

3.1 Política para aumentar la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución

3.1.1 Cálculo de mapas de capacidades de alojamiento

La Resolución 30 ya camina en la dirección correcta, i.e. de proponer la visualización pública en un sistema web de un sistema geotopológico con todos los parámetros eléctricos y conectividad de la red de distribución, de tal forma que el posible inversionista, o su delegado, puedan realizar todas las simulaciones y estudios que considere conveniente.

La principal necesidad de perfeccionamiento está en la definición de criterios para hacerlos, en la medida de lo posible, más simples, claros y transparentes tanto en la definición de las capacidades disponibles para la conexión de nueva generación distribuida como para aproximar el concepto del cálculo de mapas de *hosting capacities*, que relacionan potencia activa, voltaje y esquemas de protección. Esta información debe ser publicada de forma periódica (con periodicidad anual, como mínimo) y con criterios estandarizados para todos los operadores de red. Ese debería ser el movimiento más inmediato para aumentar la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución. El plan de implementación de estos mapas debe comenzar con un proyecto piloto que demuestre la factibilidad tecnológica y económica de la práctica.

La experiencia norteamericana es la más relevante para el cálculo de la *hosting capacity*. La *California Public Utilities Commission* (2017) ya tiene el concepto implementado, de la misma forma que el New York ISO, como se introduce en el siguiente cuadro.

New York: etapas para el desarrollo de mapas de hosting capacity

En el estado de Nueva York, la Comisión de Servicios Públicos (PSC) aprobó un proceso en cuatro etapas para mejorar el análisis del *hosting capacity*:

Etapa 1: Uso de mapas de colores para identificar el diseño de los circuitos aéreos e indicación de costos de integración de generación distribuida dentro de unos rangos predeterminados;

Etapa 2: las *hosting capacities* son calculados con la herramienta *Distribution Resource Integration and Value Estimation* (DRIVE) desarrollada por el *Electric Power Research Institute* (EPRI).

Etapa 3: Desarrollo de mapas de calor que representan rangos de capacidad utilizando esquemas de color consistentes entre todos los operadores de red. Las *hosting capacities* se deben basar en las características del alimentador y proporcionar información sobre los recursos distribuidos interconectados hasta la fecha, así como los recursos en la cola de interconexión. Los datos son actualizados regularmente por las distribuidoras.

Etapa 4: *hosting capacities* perfeccionados con niveles más granulares, como la incorporación de datos de capacidad de conexión al nivel de los subalimentadores y el valor de ubicación que la interconexión de recursos distribuidos tendría en un alimentador y/o subestación en particular. Por último, los operadores de red han propuesto formas para aumentar la *hosting capacity*, resolviendo límites de voltaje, térmicos y de protección que limitan la conexión de megavatios distribuidos adicionales. Las soluciones incluyen medidas por el lado de la red, medidas operativas y soluciones por el lado del cliente.

Si bien persisten preguntas sobre la capacidad de los servicios públicos de Nueva York para cumplir con los plazos requeridos por el PSC para completar estos análisis, el reconocimiento de la Comisión de que deben establecerse nuevos procesos para determinar una capacidad de alojamiento precisa es un importante paso la dirección correcta.

Abajo se ilustra un ejemplo de un mapa de capacidad de alojamiento en NY:

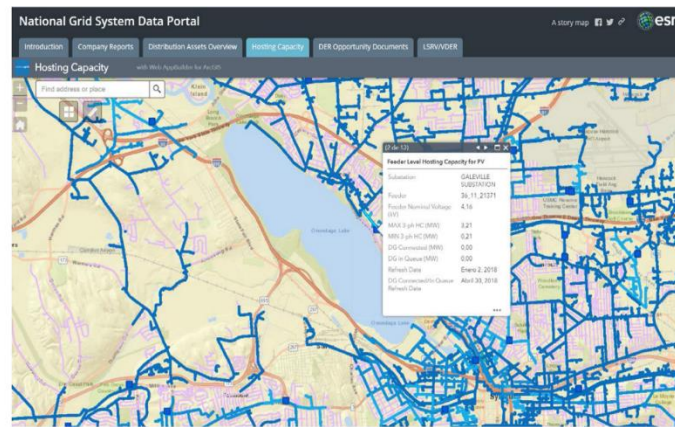


Figura 2.- *Hosting Capacity maps NY* (ejemplos): <https://www3.dps.ny.gov/>

El cálculo y publicación de las *hosting capacities* abren nuevas oportunidades para una mayor certidumbre de costos y agilidad en la conexión de la generación distribuida. El análisis ayuda a los desarrolladores no solo a evitar conectarse en áreas donde la capacidad de hospedaje es limitada, sino a detectar en qué emplazamientos el valor para la red puede ser mayor (ver siguiente sección). También crea oportunidades para identificar soluciones creativas para integrar un sistema distribuido, evitando las conocidas discusiones entre el desarrollador de la generación distribuida y el operador de red, que provocan retrasos en el proyecto.

3.1.2 Mapas de *hosting capacity* como señales de localización

Aunque determinar un precio para cuantificar el beneficio económico para la red de los recursos distribuidos sea extremadamente complejo, los mapas de capacidad de alojamiento sirven como guías para orientar una localización más eficiente. Tomando conceptos básicos de optimización operativa: el valor de la variable dual de una restricción activa de un problema de optimización, el llamado “precio sombra”, es alto. Si un determinado punto de la red de distribución está saturado, dependiendo del sentido de esta saturación, el impacto económico de la instalación de un generador distribuido puede ser significativamente positivo o incluso llegar a ser negativo (si la red no es capaz de evacuar la cantidad de generación existente en un nodo). Los mapas de las *hosting capacities* ofrecen información cualitativa y cuantitativa que permite aproximar estas señales económicas.

El mapa abajo demuestra el concepto en NY, indicando las áreas donde la instalación de GD alivia las congestiones en la red de distribución:

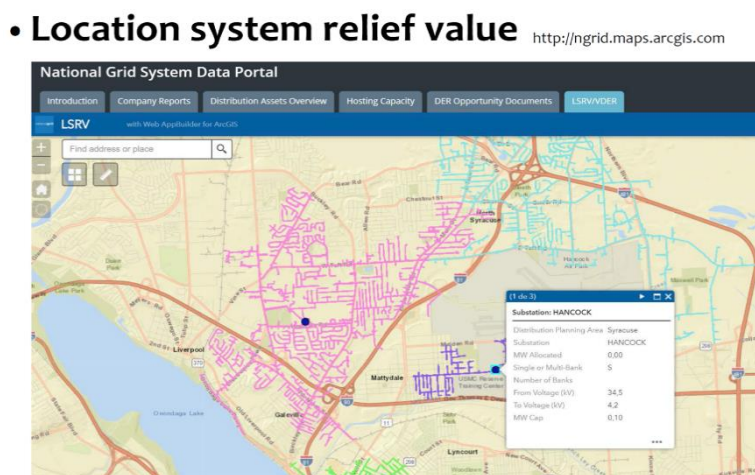


Figura 3.- Ilustración de los valores de alivio de congestiones (Fuente: National Grid)

Por lo tanto, es conveniente requerir la elaboración de mapas interactivos que indiquen los beneficios netos de ubicación de GD en la red de distribución. El plan de implementación de dichos mapas debe comenzar con un proyecto piloto que demuestre la factibilidad tecnológica y económica de la práctica.

3.1.3 Mapas de *hosting capacity* e indicadores descriptivos y de desempeño

Otra recomendación relevante es que los operadores de red preparen una lista de indicadores descriptivos y de desempeño (junto con una granularidad espacial y temporal) para fomentar la

inversión eficiente en generación distribuida, mediante el desarrollo de nuevas herramientas que lo faciliten (p. ej. mecanismos de adquisición competitiva), que a su vez abran la puerta a la aparición de nuevos modelos de negocio. La lista de dichos indicadores no necesita ser compleja y sirve como guía para nuevas inversiones.

Algunas sugerencias de indicadores sencillos, calculados por ejemplo anualmente, podrían ser (Taranto et al., 2013):

1. Ubicaciones donde no hay restricciones para la integración de recursos distribuidos;
2. Valores calculados sobre los límites de penetración de generación distribuida por alimentador (y no por transformador);
3. Definición de un grado de robustez de la red en el punto de conexión.

3.1.4 Capacitación de los operadores de red para calcular los mapas

Es fundamental capacitar los operadores de red para calcular los mapas de *hosting capacity*.

3.1.5 Planeación integral de los sistemas de distribución

El concepto del *hosting capacity* es razonablemente sencillo de determinar para horizontes no muy largos (p. ej. un año). Sin embargo, una información relevante para nuevos entrantes es el *hosting capacity* futuro, indicando las perspectivas de la red para acomodar nueva generación distribuida. Este aspecto plantea un nivel de complejidad mayor, que está íntimamente ligado al diseño del mecanismo de remuneración de la actividad de distribución, y en particular a cómo este internaliza y anticipa las necesidades de expansión de la red. Se hace necesario por tanto coordinar la planificación entre el regulador y los dueños y operadores de las redes de distribución, compartiendo visiones y también riesgos.

3.1.6 Confidencialidad de los datos

Cualquier política de divulgación de información sobre redes de distribución debe considerar un criterio claro de tratamiento y protección de los datos que se considere crítico y equilibre la necesidad de maximizar las alternativas para mejorar la eficiencia tanto de la operación como de la planificación de la red con los derechos de privacidad de los usuarios del sistema de distribución. El regulador del estado de California (CPUC, 2018), plantea una serie de argumentos en su opinión válidos que justifican la publicación (sujeta a ciertos límites) de información y datos sobre la operación y planeación de los sistemas de distribución.

Por lo tanto, es conveniente la CREG establezca criterios para determinar qué tipo de datos deben ser tratados de forma confidencial y cuál debe ser el formato y canal a través del cual se deben poner a disposición de los agentes del sistema, así como definir cuál debe ser la naturaleza de un agente autorizado para tener acceso a estos datos. Estos criterios deben intentar equilibrar los costos y beneficios potenciales (cuantificables o no) de adquirir y publicar dicha información con las potenciales limitaciones legales. Algunos argumentos discutidos por la CPUC (2018) incluyen: i) el tratamiento del uso individual de energía de los usuarios del sistema de distribución como información privada, ii) la identificación de datos que pueden comprometer infraestructura

eléctrica considerada como crítica, y iii) la protección de información que pueda ser considerada secreto comercial.

4. Creación de plataformas distribuidas para la compra de servicios de red

Los recursos distribuidos, tanto generación como respuesta de la demanda, ofrecen la posibilidad de incrementar la eficiencia tanto en la operación de las redes en el corto plazo como en la planificación de largo plazo:

- En el corto plazo se abre la posibilidad de gestionar más eficientemente el uso de la infraestructura de red existente. Es posible optimizar la operación de la red ofreciendo niveles distintos de calidad de servicio a los diferentes usuarios de la red, adecuándolos al valor que resulte óptimo para cada uno de ellos. Es posible por tanto concebir niveles de calidad de servicio negociados con los usuarios, estableciendo mecanismos que permitan a estos últimos declarar en el corto plazo cuánto están dispuestos a desembolsar por los diferentes niveles (o cuanto necesitarían recibir para ceder el uso de la red a un tercero).
- En el largo plazo, los recursos distribuidos (gestión de la demanda, la generación intermitente distribuida, el almacenamiento, etc.) constituyen una nueva herramienta que debe permitir al planificador de la red de distribución reducir los costes futuros, reduciendo la necesidad de refuerzos.

Para maximizar la contribución de estos recursos es necesario diseñar mecanismos que permitan a los distribuidores diseñar y adquirir estos servicios de una forma transparente, competitiva (cuando sea posible) y eficiente. Estos mecanismos de negociación de servicios se conocen de forma general como plataformas distribuidas.

En principio, la función de estas plataformas no debe ser en esencia distinta de la que a lo largo de los años se ha diseñado para que los operadores de los sistemas adquieran los servicios complementarios (o auxiliares, i.e. reservas) necesarios para por ejemplo garantizar el control de frecuencia. Las principales cuestiones que surgen cuando se plantea el problema análogo en el caso de la distribución es que por el lado de la oferta se trata de servicios de alcance más limitado, mucho más localizado, por lo que no es fácil contar con la oferta suficiente como para permitir un mecanismo de mercado, y por el lado del comprador, dada la falta de separación entre el negocio de distribución y comercialización, es complejo garantizar la neutralidad del primero durante el proceso de compra.

Riesgo de la baja liquidez en las plataformas distribuidas

Por su naturaleza, los mercados destinados a proveer servicios para la red de distribución son locales y potencialmente poco líquidos en el corto plazo (MITEI, 2016). Cuando los operadores de las redes de distribución busquen solucionar las congestiones y restricciones de tensión en alguno de sus nodos o zonas, es probable que solo un pequeño número de proveedores con recursos podrán proporcionar estos servicios. Por lo tanto, los mercados de servicios distribuidos pueden resultar poco líquidos en la práctica y pueden requerir una mayor regulación y supervisión para evitar el ejercicio poder del mercado.

Cuando los servicios para la gestión eficiente de la operación y planificación de la red de distribución se adquieren en el largo plazo (mediante acuerdos contractuales cuyo precio se determina en la plataforma), se permite la entrada de nuevos agentes, aumentando así la competencia y mitigando el poder de mercado.

Si normalmente existen dudas sobre cómo repartir la compra de cualquier producto eléctrico (energía, capacidad, reservas, etc.) entre el largo y el corto plazo, lo cierto es que en este caso las ventajas de adquirir dichos servicios en el largo plazo son claras. Por esta y por otras razones que veremos, en adelante nos centraremos en la implantación de mecanismos de adquisición de largo plazo de servicios orientados a la planificación eficiente de la red de distribución.

Describiremos primero las dificultades que existen actualmente para lograr una planificación eficiente de la red, no solo en Colombia, sino en general en cualquier contexto. Una vez analizado el problema, presentaremos el papel fundamental que pueden tener estas plataformas distribuidas como posible solución al problema. Finalmente se delinearán algunos elementos de diseño relevantes.

4.1 La necesidad de introducir señales de red de largo plazo

Una barrera relevante para la integración eficiente de los recursos distribuidos en la planificación de la red de distribución es la falta de señales y compromisos de red de largo plazo. Esta situación crea incertidumbre a los distribuidores y a los consumidores, lo que supone un obstáculo que no permite aprovechar todos los potenciales beneficios de los recursos distribuidos.

- Por un lado, el distribuidor no puede predecir con precisión la instalación y la respuesta de los recursos distribuidos y, por lo tanto, no puede planificar la expansión de la red de manera eficiente.
- Por otro lado, los consumidores (u otros potenciales inversores en recursos distribuidos) no pueden cubrir el riesgo asociado a sus decisiones de inversión.

En principio, se podría pensar que un diseño adecuado de las tarifas de red podría solucionar este problema. A este respecto cabe comentar que aunque un correcto diseño de las tarifas de red es fundamental en el nuevo contexto (esto se analiza en la sección 8 de este documento), las tarifas por sí solas no proporcionan las señales a largo plazo tanto a los consumidores como a los distribuidores debido a dos razones:

- (i) las tarifas no implican, por lo general, ningún tipo de compromiso confiable por parte del recuso distribuido al distribuidor y
- (ii) la tarifa no representa generalmente una señal estable a largo plazo.

La falta de información sobre las preferencias de los consumidores complica la planificación

Un planificador de red ideal, que busque maximizar el bienestar (social) hará inversiones en la capacidad de la red solo hasta el punto en que el costo de la expansión de la red sea igual al beneficio derivado por los usuarios de la red.

Aunque la teoría es bien conocida, la aplicación en la vida real de los criterios anteriores siempre ha sido difícil, e incluso se está volviendo más difícil a día de hoy por dos razones principales: i) el distribuidor tiene información incompleta sobre las preferencias de los consumidores, y ii) por lo general no hay compromisos confiables del lado de los recursos distribuidos con el distribuidor, que garanticen que realmente se puedan considerar estos como una alternativa fiable a la infraestructura de red.

La falta de información sobre los consumidores es, de hecho, un problema importante al planificar el sistema de distribución (MITEI, 2016). Las distribuidoras tienen un conocimiento limitado de las preferencias reales de los usuarios de la red. Esta falta de información se traduce en que no es posible anticipar de forma precisa la respuesta de dichos usuarios a las tarifas (los precios de la energía, los cargos por capacidad de la red, de existir, etc.). El histórico de datos puede proporcionar cierta información, pero solo representa una imagen incompleta de las preferencias a largo plazo del usuario de la red. Este hecho complica la coordinación necesaria entre el diseño de tarifas y la planificación óptima.

A veces, el distribuidor puede estimar que es mejor reducir el consumo en una cierta cantidad en lugar de invertir en nueva capacidad de red. Sin embargo, debido a la falta de información precisa sobre el consumidor, es más bien improbable que una tarifa obtenga la "cantidad" específica de respuesta de los consumidores que busca el distribuidor.

El problema del usuario final

Por otro lado, los usuarios de la red (incluyendo a los potenciales inversores de recursos distribuidos) deben realizar inversiones en un contexto en el que, debido a la falta de señales a largo plazo, están expuestos a riesgos significativos. Los recursos energéticos distribuidos requieren inversiones que, desde la perspectiva de los hogares, pueden considerarse intensivas en capital. En ausencia de señales a largo plazo que garanticen desde el punto de vista la inversión, si los usuarios finales son aversos al riesgo, pueden decidir no invertir, incluso si el valor esperado de dicha inversión es positivo.

4.2 Plataformas distribuidas: subastas de productos de red de largo plazo como posible solución al problema de la coordinación y de la gestión del riesgo

El mecanismo más prometedor para superar este doble obstáculo (la coordinación en la planificación la gestión del riesgo) consiste en la organización de subastas para la planificación de la red de distribución a largo plazo, donde se definan productos que logren dar esa señal de largo plazo, y a la vez establecer compromisos que sean de utilidad al distribuidor.

En estas subastas, como veremos, la infraestructura de red puede competir contra aquellos recursos distribuidos que pueden dar un servicio similar al de dicha infraestructura de red (aquí entran las llamadas *non wire alternatives*, como veremos más adelante). En algunos estados de los EEUU, como por ejemplo NY y California, ya se emplea este tipo de subastas.

Un contrato a largo plazo (cuyos detalles se discuten más abajo) podría garantizar por un lado la recuperación de todos los costos de red para el distribuidor y por otro lado proporcionar un marco estable a los proveedores potenciales de servicios de red, sobre todo a aquellos que estén pensando

en invertir en cualquier tipo de recurso distribuido. Si la adquisición de estos contratos a largo plazo se lleva a cabo en un contexto de mercado centralizado, como una subasta, se logrará revelar las preferencias de los consumidores de forma coordinada y efectiva.

La solución al problema descrito sería por lo tanto organizar subastas periódicas en las que el distribuidor podría obtener de los recursos distribuidos uno o varios productos que podrían sustituir las inversiones en infraestructura de red cuando éstas son más caras que la solución proporcionada por los recursos distribuidos.

Opciones de capacidad de red

Como se discute en (MITEI, 2016), el producto que podría venderse en la subasta son opciones físicas o financieras de capacidad de red, las cuales ofrecen la posibilidad de comprar electricidad al precio de aguas arriba (al precio de los niveles superiores de tensión) cuando la red de distribución esté saturada y no sea posible importar aguas abajo toda la energía demandada. Si los recursos distribuidos ofertan ese producto, realmente estarían ofreciendo una alternativa similar a lo que ofrece la infraestructura de red.

Estas subastas de opciones de energía resolverían el desafío de coordinación que supone la información incompleta, ya que a través de la misma se logran compromisos de cantidad por parte de los recursos distribuidos y proporcionarían las señales necesarias a largo plazo para los usuarios de la red.

Las subastas pueden revelar a los usuarios de la red el costo marginal asociado a la expansión de la infraestructura de red (o más en concreto, la aproximación del costo marginal asociado a las inversiones discretas) y crean incentivos para que los usuarios revelen su disposición a pagar por usar la capacidad de la red.

Si se convocan con la suficiente antelación, se puede lograr que las inversiones en los recursos distribuidos se lleven a cabo una vez concluye la subasta, y por lo tanto, una vez se han firmado los compromisos vinculantes y la remuneración asociada. De este modo se reduce el riesgo (y la prima asociada) del inversor en recursos distribuidos.

En la subasta la distribuidora solicitaría ofertas a la demanda (de compra) y a los recursos distribuidos (de venta) que se unirían a la oferta de infraestructura de red, para negociar el precio de los contratos de opciones de capacidad de red en aquellas zonas donde se estime que el margen de la capacidad de red no será suficiente en el futuro.

Cada oferta reflejaría una cantidad de capacidad equivalente de red (en kW) y un precio (en \$/kW-año) que refleja la disposición del usuario de la red a pagar por la opción de usar esa cantidad de capacidad durante los períodos de congestión. Los recursos distribuidos se comprometerían vendiendo una opción de compra en firme que las empresas de servicios de red pueden ejercer en períodos de congestión de la red, hasta la cantidad de capacidad que el recurso haya comprometido.

Al abrir tales oportunidades y permitir que los terceros brinden servicios al distribuidor a través de acuerdos contractuales, que potencialmente abarcan varios años, los inversores, el distribuidor y el sistema en su conjunto pueden obtener beneficios.

Diseño de las subastas distribuidas

El diseño de estos mecanismos de licitación, que establecerían compromisos a largo plazo asociados a la planificación de la distribución, es un tema que se está empezando a explorar, por el momento su implementación práctica se limita a un número reducido de experiencias piloto.

En estas subastas, convocadas y coordinadas por el distribuidor, deberían poder participar en principio todos los recursos con capacidad de jugar un papel activo en la planificación de la distribución de largo plazo (generación distribuida, almacenamiento conectado a la red de distribución, gestión de la demanda, etc.). Estas subastas tendrían que promover la adquisición competitiva de productos, y estos productos no deberían de estar orientados a priori a favorecer a ninguna tecnología en particular. Todas las tecnologías capaces de proveer el servicio requerido por el distribuidor deberían poder ofertar en igualdad de condiciones.

Hay dos aspectos de este tipo de mecanismo que son particularmente complejos y que se analizan más a fondo dentro de esta sección:

- Primero, cómo definir el producto que debe ser adquirido por el distribuidor. Es necesario identificar primero los elementos de diseño de dicho producto (p. ej. reducción del consumo de punta, en qué cantidad, en qué momento, a qué precio, etc.) y luego explorar cómo las diferentes alternativas pueden afectar a los resultados (siguiendo con el ejemplo, cómo los diferentes niveles de reducción pueden contribuir a maximizar el beneficio social neto).
- Segundo, cómo comparar el valor y la confiabilidad (o firmeza) proporcionados por los diferentes recursos en estas subastas. Será necesario, por ejemplo, comparar el valor de recursos tan diferentes como infraestructura de red, una demanda de carga base que ofrece la posibilidad de reducir su consumo, un panel fotovoltaico o una instalación de almacenamiento (por tanto limitado) que además puede tener al tiempo la intención de vender/comprar energía en el mercado mayorista.

Definición de los productos

La definición de los productos es una de las piedras angulares del mecanismo. Algunos de los elementos de diseño más relevantes de estos productos incluyen:

- Disponibilidad comprometida: esto es, si los recursos que brindarán servicios al distribuidor deberían estar disponibles en todo momento o solo durante períodos predefinidos y/o ventanas de tiempo específicas. Esto también aumenta la complejidad de comparar diferentes recursos con diferentes disponibilidades (donde por lo general ningún recurso podrá estar tan disponible como la infraestructura de red).
- Límites en la cantidad de energía asociada al producto: la energía que debe entregar el recurso casado en la subasta podría ser limitada. Estos límites pueden venir en la forma de una entrega continua máxima (por ejemplo, un límite de 4 horas de producción continua), y/o un número máximo de horas durante el día, mes o año. Por ejemplo, en el contexto de los programas de respuesta de la demanda de los EEUU, dicha respuesta está generalmente limitada a un número máximo de horas al año (por ejemplo, 100 horas).

- La posibilidad de incorporar un compromiso financiero: si el objetivo es ofrecer el mismo “producto” que el que ofrece la infraestructura de red, entonces no es suficiente con ofrecer energía, sino que esta debe ofrecerse a un coste similar al que se obtendría en el caso de haber invertido en dichas infraestructuras. Si esto es lo que se busca, entonces el producto deberá de asociarse a un contrato financiero que garantice que la energía se obtiene al precio del nodo al que está conectado el sistema de distribución.
- Tiempo de preaviso de la notificación: el tiempo de entrega para proporcionar el servicio (un día, algunas horas o directamente en el tiempo real) es también un parámetro relevante asociado al producto.
- Tipo de activación: la activación del servicio puede ser automática o manual.
- Penalizaciones por incumplimiento: esto es, si hay o no sanción económica por no entregar el producto al distribuidor, y la cuantía de la misma.
- El suministro firme del recurso: que representa un límite superior en la cantidad del producto que cada unidad es “razonablemente” capaz de proporcionar. Este límite de suministro firme se utiliza para reducir el riesgo de incumplimiento en la entrega del producto. El concepto es análogo al de la oferta en firme en los mercados de capacidad.

Demanda del producto

También asociado al producto definido, el distribuidor tendrá que decidir la cantidad del producto que se debe adquirir. Obviamente, esta cantidad dependerá de las características del propio producto. Por ejemplo, un producto con altas penalizaciones asociadas (y que por lo tanto será suministrado con un grado de cumplimiento presumiblemente alto), podrá ser demandado por el distribuidor en menor cantidad que si el producto se define con bajas penalizaciones (y por lo tanto éste será menos fiable).

Además, otra pregunta abierta es si se podría considerar la posibilidad de adquirir diferentes productos con diferentes compromisos. La complejidad adicional en este caso, es que el distribuidor tiene entonces que definir los requisitos para cada tipo de producto, y el valor relativo (o de sustitución) de un tipo de producto con respecto a los otros.

¿Cuál es el suministro firme de los diferentes proveedores potenciales del producto?

Definir el suministro firme (la contribución esperada) de cualquier recurso es una tarea compleja. La razón es porque esta contribución esperada depende primero de hasta qué punto el recurso está primero disponible y en segundo lugar de que este esté disponible cuando realmente se produce el pico de uso en el equipo de distribución.

El suministro firme es un atributo que depende de cada proyecto en particular. A efectos de calcular este suministro firme, se pueden considerar tres categorías principales de recursos distribuidos: i) un recurso de carga base, ii) un recurso variable (o intermitente) y iii) un recurso despachable (bien de generación, bien de carga).

De las categorías anteriores, el verdadero desafío es determinar el suministro firme para el tipo despachable. En particular, la mayor complejidad se deriva del hecho de que tanto la disponibilidad del recurso como la coincidencia de esta disponibilidad con el pico de uso del sistema de distribución dependerán de cómo se defina el producto. Por ejemplo, si la penalización por no producir (o reducir el consumo) en los periodos pico es alta, entonces la probabilidad de que el recurso esté disponible cuando sea necesario y cumpla con su compromiso aumentará claramente, ya que el propietario administrará el recurso para evitar la penalización. Pero conviene no olvidar que, al mismo tiempo, obtener esta respuesta mejorada reducirá el valor que el recurso podrá capturar en los mercados mayoristas (lo que al final aumentará la oferta y por lo tanto el costo asociado).

Introducir el valor de la opcionalidad (NYSERDA, 2018)

El riesgo es una dimensión adicional que complica todavía más la tarea de comparar diferentes alternativas y, en particular, la de establecer el precio que el distribuidor debería de estaría dispuesto a pagar por aquellos productos que se ofrezcan como alternativas a las tradicionales infraestructuras de red.

La mayoría de las inversiones en redes son activos de larga duración, intensivos en capital, y que una vez se llevan a cabo, se convierten en costes hundidos (en su mayor parte). Esto aumenta el riesgo cuando la incertidumbre es muy elevada, como es el caso a en la planificación de la distribución a día de hoy.

El principal impulsor de las inversiones de red es la evolución esperada de la demanda. Mientras que las actualizaciones de red son inversiones voluminosas e irreversibles, DER (como las baterías) son inversiones escalables y reversibles. En ausencia de una tecnología escalable y reversible, la necesidad de garantizar el acceso obliga a realizar inversiones que a menudo son demasiado grandes y, a veces, ex post lamentables. La disponibilidad de DER como NWA permite que las inversiones se escalen mejor y se orienten más exitosamente a donde se necesitan.

Esta flexibilidad se conoce en la planificación del capital como opcionalidad. La cuantificación del valor de la opcionalidad se ha identificado en el *NY Storage Roadmap* (NYSERDA, 2018) como un objetivo principal, particularmente en el contexto de los proyectos de NWA. Se considera una prioridad incorporar el valor de la opcionalidad dentro de las metodologías de análisis de Coste-Beneficio, que deben de ser definidas para comparar el valor de los distintos recurso¹².

¹² En la hoja de ruta del *NY Storage Roadmap* (NYSERDA, 2018) se dice explícitamente que: *“currently, New York’s regulatory benefit-cost analysis (BCA) framework relies upon deterministic net present value (NPV) calculations that ignore optionality and forecast uncertainty. Projects that appear to be higher cost on a deterministic basis may be the lower-cost option when risk and uncertainty of future conditions are accounted for. As a result, many projects that could benefit both utilities and ratepayers may not be selected because they cannot pass existing deterministic BCA tests. By contrast, real option analysis incorporates uncertainty by calculating the value of optionality under a variety of*

5. El nuevo papel del distribuidor

El papel y las funciones de los operadores de redes debe cambiar sustancialmente con la entrada de altas penetraciones de recursos distribuidos y con el despliegue de las redes inteligentes.

Los distribuidores tienen que convertirse en operadores activos, con capacidad de utilizar la flexibilidad que ofrecen todos los recursos que se encuentran conectados a sus redes, y a la vez, los recursos distribuidos deben tener la posibilidad de ofrecer su flexibilidad tanto a los distribuidores como al operador del sistema.

Este nuevo paradigma abre tres discusiones sobre el alcance del papel del distribuidor en el sistema eléctrico del futuro: la necesidad de reestructurar las actividades en baja tensión, la compatibilidad o incompatibilidad de sus funciones con la propiedad de recursos distribuidos, tales como generación o almacenamiento y la necesidad de reforzar significativamente la coordinación sus acciones con el operador del sistema (y al revés).

5.1 Modelos de reestructuración

Burger et al. (2019) discuten el papel y las funciones del distribuidor en el nuevo contexto, con especial atención a los nuevos conflictos de interés que pueden afectar a la eficiencia del sistema en su conjunto. Se proponen tres opciones para (re)estructurar en mayor o menor medida los roles y las responsabilidades de los distribuidores:

- (i) Separación entre el propietario y el operador de la red de distribución, desintegrados ambos verticalmente de las actividades de generación y comercialización. Este modelo buscaría replicar el modelo ISO (*Independent System Operator*) que se aplica en los sistemas liberalizados en los EEUU. Sería el operador de la red de distribución el encargado gestionar los mecanismos de compra a través de plataformas distribuidas.
- (ii) El modelo DSO (*Distribution System Operator*), donde el DSO aúna la propiedad de la red de distribución y la operación y planificación de la misma (y por lo tanto también la gestión de los mecanismos de compra). Este DSO tendría que estar desintegrado de las actividades generación y la comercialización.
- (iii) El modelo en el cual se mantiene al distribuidor verticalmente integrado bien con la generación, bien con la comercialización, bien con ambos. En este caso, el distribuidor ostenta la propiedad de la red, es el responsable de operarla y planificarla, y forma parte de la misma empresa (o holding) que tiene actividad en comercialización.

Cuando en la clasificación anterior se habla de desintegración (*unbundling*), se está haciendo referencia a una desintegración vertical efectiva. En MITEI (2016) se argumenta cómo la

circumstances and considers the additional information available after an investment has been made. Real option analysis does not replace NPV, but rather augments NPV in situations where 1) the NPV is close to zero; 2) an investment is flexible (i.e., multi-use, modular, and/or mobile); or 3) information about the future is uncertain.”

desintegración legal o funcional son completamente inefectivas, y cómo las lecciones aprendidas en EEUU y la UE en las actividades de generación y transporte¹³ conducen a concluir que la desintegración estructural (de propiedad) como la única desintegración realmente efectiva. Cualquier otro tipo de desintegración vertical debe tratarse a todos los efectos como si hubiese ausencia de la misma, y por lo tanto deriva de forma efectiva en el tercer modelo (ausencia de reestructuración).

En general, los dos primeros modelos pueden lograr una integración eficiente de los recursos distribuidos con una supervisión regulatoria moderada. Sin embargo, en el caso del tercer modelo, solo una supervisión exhaustiva puede lograr algún movimiento en la dirección correcta. El desafío en este último modelo es regular adecuadamente de manera que los incentivos del distribuidor estén todo lo alineados que sea posible con la integración eficiente de los DER. Las directrices que se detallan en la sección 2, representan las mejores prácticas también para este caso, pero aquí la dificultad añadida es que, dada la integración vertical de la empresa en la actividad de comercialización, los recursos distribuidos representan una clara competencia a sus otros negocios. Por lo tanto, un distribuidor integrado verticalmente (o no desintegrado de forma efectiva) debería estar sujeto a una regulación estricta para minimizar las oportunidades de introducir barreras de entrada (en la conexión, en la provisión de servicios por parte de un tercero, etc.).

5.2 Propiedad de los recursos distribuidos

A este respecto cabe destacar que, a ambos lados del Atlántico, existe un consenso cada vez mayor sobre la prohibición de que la propiedad de los recursos distribuidos recaiga en entidades reguladas (como es el caso de las empresas de distribución).

En el marco del *Clean Energy Package*, la Comisión Europea propone una Directiva (CE, 2017) que prohíbe explícitamente que la propiedad recaiga en entidades reguladas, dejando de este modo el despliegue de los recursos distribuidos en las manos de terceros y mecanismos de mercado.

De forma similar, en el marco del *Reforming the Energy Vision* de New York, la NYS REVs Order solo permite que el almacenamiento sea propiedad de la empresa de servicios públicos en casos excepcionales.

La recomendación a este respecto está en línea con estas dos tendencias, considerando que sólo en casos excepcionales se puede permitir que el distribuidor sea el propietario de los recursos distribuidos. Y estas excepciones deben ser tan limitadas como sea posible y siempre deben considerarse como la alternativa de último recurso.

¹³ En (FERC, 1999) se concluye que la desintegración funcional no cambia los incentivos de las empresas verticalmente integradas. Del mismo modo, la Comisión Europea reconoce en 2009 (EC 2009), que las reglas de desintegración legal o funcional que se implementaron en 2003 (EC, 2003), no habían conducido a una desintegración efectiva.

5.3 Coordinación SO-DSO

Los servicios auxiliares, tanto aquellos que se usan para mantener la frecuencia del sistema, como los que se utilizan para la resolución de congestiones, tomarán una mayor relevancia en un contexto de alta penetración de renovable intermitente y de recursos distribuidos. En el caso de las congestiones de red, su peso se incrementará tanto en el transporte como en la red de distribución.

Si en este contexto añadimos el hecho de que los recursos distribuidos podrán dar servicios al distribuidor y al operador del sistema, nos encontramos con la necesidad de que exista una coordinación fluida entre ambos operadores de red. Este nuevo escenario aumenta significativamente la complejidad de la operación del sistema.

A la coordinación de corto plazo anterior, se suma también la necesidad de coordinar de forma más estrecha las funciones de planificación y operación de la red en el largo plazo. Esto se recoge en el contexto europeo en el Artículo 53 de la propuesta de la Comisión Europea sobre el Reglamento del Mercado interior de la Electricidad (Comisión Europea, 2016).

Todo ello llevará a una mayor eficiencia tanto en el uso de las redes como en el uso de las instalaciones de generación y consumo de electricidad.

6. Conexión de recursos distribuidos¹⁴

Existen numerosos recursos que se pueden considerar como distribuidos. En la regulación colombiana, estos están regulados mediante dos resoluciones, la CREG 030 de 2018 y CREG 060 de 2019. La primera regula la conexión de pequeños generadores y autogeneradores (pequeña escala hasta 1 MW y gran escala de 1 a 5 MW).

Los procesos de conexión son muy complejos, existiendo en ocasiones requisitos poco razonables. Por ejemplo, un requisito para la aprobación es la “Declaración de cumplimiento RETIE en AC y DC firmada por un Ingeniero Electricista con matrícula profesional vigente. Adicionalmente, adjuntar las memorias detalladas del diseño, según lo estipulado por el mismo RETIE. (CIRCULAR CREG 108-18)”. Esto implica que esté la instalación hecha antes de solicitar la conexión en sí.

A pesar de estas exigencias, lo que se hace en la práctica es la aprobación de la conexión y posteriormente la exigencia de certificación RETIE. Por otro lado, las exigencias de recursos distribuidos mayores de 5 MW difieren de operado a operador, lo que se espera que cambie en el futuro.

Se proponen las siguientes acciones para agilizar los procesos de conexión:

¹⁴ Esta sección presenta una breve síntesis de la sección sobre conexión de recursos distribuidos de (Romero-Grass et al, 2019).

- Modificar resolución CREG 030 de 2018, simplificando los trámites.
- Categorizar los requerimientos de la resolución 060 de 2019 sobre la capacidad de generación y su impacto en el sistema.
- Estandarizar las protecciones y normalizar las características de los inversores.
- Estandarizar los requisitos exigidos por los operadores, así como los plazos para las etapas del proceso y los contratos de conexión.
- Incluir en la regulación la formación de microrredes e islas intencionales
- Tener información clara de los puntos y curvas de operación de la generación distribuida, para informar a la UPME.

Por otro lado, resulta fundamental introducir agregadores para la gestión de la demanda, esto es, agentes que agrupan a clientes residenciales ofreciéndoles un pago a cambio de desconectarles en ciertas situaciones. La diferencia entre los ingresos por parte del operador de la red y el pago a los clientes es el beneficio del agregador.

Movilidad eléctrica e industria eléctrica

Mientras que la movilidad eléctrica en términos de transporte público (metro, tranvía etc.) está desarrollada, no ocurre lo mismo en el caso del transporte individual. En cuanto a transporte individual, actualmente solamente se incentivan los BEV¹⁵, pero sería recomendable que también se incentivarán tanto los HEV¹⁶ como los PHEV¹⁷.

Proyecciones de Penetración de Vehículos Eléctricos en Colombia

En muchos casos, las proyecciones de penetración de vehículos eléctricos a nivel internacional, se deben a metas establecidas políticamente e incentivos gubernamentales. Esto se observa claramente debido al incremento en la compra de todo tipo de vehículos eléctricos entre 2018 y 2019. En Colombia también, donde se espera que en 2030 la flota de vehículos eléctricos tenga la siguiente composición

- Transporte de carga (inter/urbano): 21.000 camiones

¹⁵ BEV (Battery Electric Vehicle): solo disponen de una batería como fuente de energía, con una alta eficiencia. Sin embargo, tiene una autonomía de viaje mucho menor que los de motor de combustión y tiempo de carga largo. La vida útil de las baterías es entre 8 y 10 años o 180.000 km, y muy costosos.

¹⁶ HEV (Hybrid Electric Vehicle): combinan el uso de una batería con un combustible líquido. A velocidades bajas (debajo de 30 km/h) se utiliza la batería y a más altas se utiliza el otro combustible, que además carga la batería, contaminando, en conjunto, menos que un vehículo de combustión normal.

¹⁷ PHEV (Vehículos eléctricos híbridos enchufables): tienen un motor de gasolina más pequeño, pero batería y motor eléctrico más grande. Al contrario que los híbridos normales, que recargan la batería mediante el uso del otro motor, estos realizan la carga mediante cualquier fuente de alimentación externo. El rango de funcionamiento eléctrico es mayor que los HEV pero menor que los BEV normales.

- Transporte público urbano: 25.000 entre buses, busetas etc.
- Transporte particular: 670.000 entre automóviles, camperos y camionetas
- Taxis: 86.000 (14% de la flota de taxis)
- Sector oficial: 98.000

De esta manera se estima que la flota de vehículos eléctricos se encuentre entre el 10% y el 15% de la flota total de vehículos.

Para lograr esto es necesario reducir las siguientes barreras que siguen existiendo:

- Incentivos económicos: IVA del 5%, Impuesto sobre vehículos automotores del 1%, IVA de estaciones de carga, valor de adquisición del vehículo e instalación de carga individual.
- Infraestructura: disponibilidad y densidad de estaciones de carga.
- Operacionales/tecnológicas: autonomía de recorrido (en el caso de BEV), duración de recarga, congestión urbana (para transporte individual)
- Regulatorios: falta de tarificación horaria para servicio de estaciones de carga, estaciones de carga no reglamentadas, restricciones de regulación, falta de incentivos para HEV y PHEV como hay para BEV, normas ambientales para la localización de instalaciones de carga.

7. Promover una gestión eficiente de la demanda

Una de las prioridades de los sistemas eléctricos hoy en día es la de conseguir que la demanda sea más flexible, de modo que pueda responder a los cambios en los precios de los distintos mercados, reduciendo así las necesidades de capacidad de generación con bajas horas de utilización, de reservas, de infraestructuras de red, etc.

En términos generales, por gestión de la demanda se hace referencia precisamente a la habilidad del consumidor (o prosumidor) a desviarse de su perfil habitual de consumo (o producción) en respuesta a señales de precio u otros incentivos de mercado. La gestión eficiente de la demanda abarca el consumo, la generación del lado de la demanda (detrás del contador) y el almacenamiento del lado de la demanda. Por lo general, se suele diferenciar entre dos tipos de participación de la demanda (EG3, 2019), la participación implícita y la explícita:

- La participación implícita de la demanda hace referencia a la respuesta del consumidor a las señales de precio. Cuando los consumidores pagan la energía en función de los precios del mercado a corto plazo (que pueden ser horarios), pueden adaptar su patrón de consumo/producción (a través de la automatización o de su propio criterio) para ahorrar en la factura de energía. Este tipo de flexibilidad/participación del lado de la demanda a menudo se denomina flexibilidad "basada en el precio" (*price-based*).
- La participación explícita se refiere a la participación de la demanda en los mercados (mayorista de energía o de servicios de red). Esta participación es generalmente facilitada y

administrada por un agregador. Esta forma de flexibilidad del lado de la demanda a menudo se denomina respuesta "impulsada por incentivos" (*incentive driven*).

Ambos tipos de participación se obtienen ya en cierta medida de algunos consumos industriales en la mayoría de sistemas eléctricos, pero la verdadera revolución radica en obtener esta respuesta de los consumidores domésticos.

Los programas de respuesta de la demanda desplegados hasta la fecha en Colombia tienen como objetivo principal garantizar la confiabilidad del sistema ante situaciones de escasez (tales como el fenómeno del niño, retrasos en la construcción de plantas, etc.), pero su uso en la formación de precio en el corto plazo es prácticamente inexistente (Romero-Grass et al, 2019)¹⁸

La participación implícita se analiza en la sección 8 sobre diseño de tarifa. Aquí nos centraremos fundamentalmente en la participación explícita. A este respecto, uno de los análisis más recientes sobre las barreras y recomendaciones para promover una gestión eficiente de la demanda se presenta en (EG3, 2019), donde se identifican entre otros los siguientes temas relevante:

- Fomentar e incentivar la participación del consumidor
- Diseño de mercados y productos
- Acceso a los mercados: el papel del agregador

A continuación, se analizan brevemente los puntos anteriores.

7.1 Fomentar e incentivar la participación del consumidor

Las principales barreras que existen a día de hoy que alejan al consumidor de una posible participación tienen que ver con los siguientes aspectos:

- Estandarización e interoperabilidad: el éxito de la participación de la demanda dependerá de la aceptación y de la participación del usuario, y estas dependerán de las soluciones técnicas que se les ofrezcan y del análisis coste beneficio de las mismas. De cara a que el desarrollo de estas sea el adecuado, lo primero es lograr una estandarización e interoperabilidad adecuada (esto se analiza más abajo).

¹⁸ La Resolución CREG 063 de 2010 establece el esquema de respaldo de demanda desconectable del cargo. Permite firmar un contrato entre un comercializador y un generador que necesite respaldar sus obligaciones de energía en firme. El comercializador, que puede representar a usuarios regulados o no regulados en este mecanismo, se compromete a reducir la demanda cuando sea necesario. Esta resolución fue modificada en parte por la Resolución CREG 203 de 2013.

Por otro lado, la Resolución CREG 011 de 2015 regula el programa de respuesta de la demanda. Este programa está orientado a buscar una fuente de flexibilidad cuando el mercado diario se encuentra en condiciones críticas del sistema. El programa permite a los usuarios ofertar una cantidad de demanda de energía en MWh interrumpible. La energía es ofertada por el comercializador (que puede ser distinto al que le suministra la energía). La compensación que reciben los usuarios por la energía reducida es la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez.

- Información al cliente y protección del mismo: en general hará falta dar información al cliente clara y concisa, de forma que pueda evaluar fácilmente los costes y beneficios. A este respecto será fundamental implicar a los consumidores en campañas de concienciación e información sobre las posibilidades de las tarifas con precios horarios, la participación en los mercados (y los diferentes servicios), el papel de los agregadores o las tecnologías inteligentes.
- El acceso, la privacidad y la seguridad de los datos tendrán también un peso importante. El cliente debe poder acceder a sus propios datos siempre que sea posible y debe poder ponerlos a disposición de terceros para recibir ofertas de ellos. Esto incluye los datos de consumo y el detalle sobre los servicios de flexibilidad que han provisto (incluyendo cuando y cuanto se activó). Los datos deberían estar disponibles casi en tiempo real y a través de diferentes plataformas como un sms, correo electrónico o una aplicación.
- Coste-beneficio: si no se valora la flexibilidad (o si el valor en el sistema en cuestión es nulo), entonces lógicamente el consumidor no tendrá incentivos a proveerla. Esta es la primera barrera. Pero incluso si se implementan productos que la valoran, hay que intentar que el diseño del mercado no sea excesivamente complejo, ni que haya demasiadas restricciones para la provisión de múltiples productos.

7.2 Diseño de mercados y productos

Las principales barreras que en la actualidad existen son las siguientes:

- Estandarización: aunque hoy en día no hay un claro estándar, el buscar especificaciones que no estén alineadas con las que se puedan estar desarrollando en otros sistemas puede suponer una barrera mayor.
- Marco regulatorio para la provisión de respuesta de la demanda (incluyendo agregadores):
 - Asignación del volumen de energía así como la responsabilidad en los desvíos: la asignación clara del volumen de energía obviamente es fundamental
 - Metodología de la línea de base de consumo: la ausencia de una metodología para la determinación del consumo base se identifica comúnmente como una barrera para el acceso al mercado, especialmente cuando esta metodología no es completamente transparente, precisa o cuando no está estandarizada.
 - Tal y como se analiza en (Romero-Grass et al, 2019), los agentes han manifestado en Colombia su disconformidad con la metodología que se utiliza para el cálculo de las líneas base de consumo, en las que comportamientos estacionales no generalizables (como por ejemplo la ejecución de mantenimiento o días feriados) tienen un impacto relevante en el perfil determinado.
 - Remuneración: los servicios de gestión de la demanda no siempre son remunerados de la misma manera que la generación, lo que es una barrera de entrada para las nuevas tecnologías. Si el servicio que da la demanda es totalmente comparable al que da un generador, entonces tiene que ser retribuido del mismo modo.

- Integración de los modos de participación implícito y explícito: es necesario estudiar la interacción entre ambos modos de participación, para no crear situaciones ineficientes de remuneración por el servicio. Por ejemplo, el estar sometido simultáneamente a ambos tipos de participación tiene consecuencias a la hora de definir el consumo base. Además, si las señales de precio implícita y explícita no son simétricas cuando se refieren al mismo servicio, se puede estar remunerando doblemente dicho servicio.
- Acceso y gestión de datos: es fundamental que el intercambio de datos entre todas las partes sea confiable y suficientemente rápido.

Diseño de los productos

En general, tal y como se ilustra en la figura siguiente, la demanda puede aportar valor en prácticamente todos los segmentos del mercado.

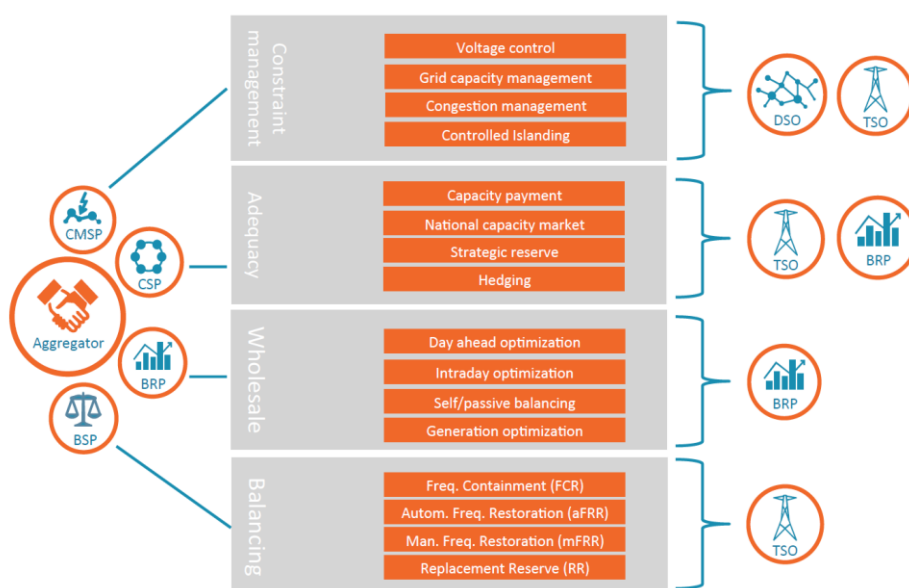


Figura 4.- Mercados en los que puede aportar valor la gestión de la demanda (Fuente: (EG3, 2019))

Una de las principales barreras que existe a día de hoy, es que los productos no se ajustan bien a las posibilidades de la demanda.

Los productos que habiliten una participación efectiva tendrán que ser necesariamente definidos en colaboración con todas las partes y agentes involucrados. Aunque las necesidades de los operadores por un lado y las posibilidades de la respuesta de la demanda por el otro puedan ser muy diversas, se recomienda evitar en la medida de lo posible diseñar un número elevado de productos.

Requerimientos en función de la localización

Para ciertos servicios, tales como la resolución de congestiones, los productos tendrán una componente de localización. Para otros, como la provisión de confiabilidad, posiblemente se puedan definir sin dicha componente de localización. En aquellos casos en los que el producto

tenga componente de localización será fundamental que los agregadores puedan determinar la localización de los distintos recursos, así como la localización de las congestiones.

Corto plazo versus largo plazo

A la hora de definir los productos y los requerimientos de los mismos habrá que analizar el compromiso que existe entre adquirir productos para el corto plazo (producción/reducción de consumo) o para el largo plazo (disponibilidad para producir o reducir el consumo cuando sea requerido). Normalmente se recomienda adquirir a plazo la cantidad mínima que se considere indispensable para garantizar la confiabilidad, para así no reducir la liquidez de los mercados de productos a corto plazo.

7.3 El papel del agregador

Definición del agregador

Aunque hay varias posibles definiciones del concepto de agregador, el más extendido y general es el de (Ikäheimo et al, 2010), donde se define al agregador como una compañía que actúa de intermediaria entre los usuarios finales y/o propietarios de recursos distribuidos y los agentes que desean suministrar a estos usuarios o aprovechar los servicios que pueden brindar estos recursos. El valor que este intermediario puede añadir a los sistemas eléctricos se analiza en (Burger et al, 2016).

Responsabilidades del agregador y relación con el comercializador

Conceptualmente hay dos posibles esquemas de agregador en función de las responsabilidades en la compra de energía y desvíos:

En el primer esquema el agregador sería responsable de representar a los consumidores en la compra de energía y en los desvíos que se produzcan en el tiempo real. En este esquema el agregador es un comercializador. No hay ninguna diferencia real entre ambos.

En el segundo esquema el comercializador es el responsable de anticipar el consumo de la demanda y luego de pagar sus desvíos en el tiempo real. El agregador sería un agente que vende respuesta de la demanda, pero que no tiene responsabilidad ni en la adquisición de la energía ni en los posteriores desvíos. De esta forma, el agregador podríamos decir que vende algo que no ha comprado antes. Este esquema se plantea como un posible catalizador para fomentar la respuesta de la demanda en un contexto en el que, por integración vertical, el comercializador podría no tener claros incentivos en fomentar dicha respuesta de la demanda. Lo cierto es que este esquema es complicado por varias razones, entre otras porque exige una cierta coordinación entre el agregador y el comercializador:

- El agregador necesita conocer y poder demostrar cuál es el consumo base de sus potenciales clientes.
- El agregador tiene que coordinarse con el comercializador de cara a evitar vender dos veces el mismo producto (en el caso de que el comercializador ya esté vendiendo algún producto de respuesta de la demanda).

- Ciertas acciones del agregador orientadas a ayudar al sistema en el tiempo real, no deberían tratarse como desvíos para el comercializador.

Además, en este segundo esquema surge el problema de la participación dual (implícita y explícita y a través de distintos agentes. El que la demanda esté sujeta a una participación implícita (vía tarifa) y a una participación explícita (vía mercado) puede crear oportunidades de arbitraje.

Este segundo esquema necesitaría una alta supervisión para garantizar esa coordinación entre el agregador y el comercializador.

Por todo lo anterior se puede concluir que la agregación bien se plantea como una comercialización (y entonces no es nada nuevo desde el punto de vista conceptual), o bien se tratará de un negocio que tendrá muchísimas trabas para poder desplegar su verdadero objetivo.

8. Diseño de tarifas que reflejen los costes del sistema

La irrupción de los recursos distribuidos está cambiando el funcionamiento de los sistemas eléctricos y los modelos de negocio, sin embargo, el diseño tarifario no ha evolucionado con la misma rapidez y, en muchos contextos, sigue reflejando el esquema de funcionamiento tradicional del sistema eléctrico, en el que los consumidores tenían un rol totalmente pasivo al final de la cadena de suministro.

Para que los recursos distribuidos se desarrollen de manera eficiente, maximizando los beneficios para todo el sistema y no sólo para aquellos usuarios que inviertan en generación distribuida, evitando al tiempo alterar el *status quo* definido por el criterio históricamente aceptado para repartir las cargas vinculadas al servicio del suministro eléctrico, urge reformar el diseño tarifario. Las tarifas deben adelantarse al desarrollo futuro de los sistemas eléctricos, por lo que deben constituirse en un conjunto coherente de señales económicas, capaces de guiar la inversión y la operación de estos recursos distribuidos. De hecho, el diseño tarifario será el elemento que definirá el punto de equilibrio entre los recursos centralizados y los distribuidos en los sistemas eléctricos del futuro, ya desde este momento, las tarifas para los usuarios finales son la principal herramienta de planificación de un sistema eléctrico, desde este mismo momento ya están tomando decisiones de inversión sobre la base que estas señales envían. Omitir la necesaria reforma guía la expansión del sistema en un sentido (negativo), por lo que el diseño de nuevos formatos más avanzados de asignación tarifaria debe ser percibido como una tarea urgente.

En este contexto, antes de entrar en los detalles, es importante abundar en esta recomendación inicial. Las tarifas deben permitir un desarrollo eficiente de los recursos distribuidos y no deberían ser utilizadas como herramienta para incentivar artificialmente estas tecnologías. En particular, todos los estudios sobre este tema han evidenciado cómo, por ejemplo, una política de balance neto (*net metering*) en un contexto de tarifas meramente volumétricas conduce inevitablemente a crecientes ineficiencias significativas, poniendo en riesgo por un lado la viabilidad financiera de algunos agentes del sector y por otro derivándose en serios problemas de equidad distributiva entre diferentes grupos de consumidores. Esto no significa que los reguladores y los gobiernos no puedan/deban incentivar el desarrollo de los recursos distribuidos, sino que este objetivo tiene

que ser perseguido a través de subsidios explícitos que no distorsionen las señales eficientes del mercado y de los cargos regulados.

En lo que respecta a la discusión sobre el diseño de tarifas, hay aspectos de diseño que deben ser mejoradas en una dirección bien conocida (MITEI, 2016):

- mayor granularidad de precios (temporal y espacial) manteniendo un adecuado equilibrio entre sofisticación y simplicidad,
- tiempo de comunicación adecuado de señales de precio y cargos
- señales de precios más simétricas para el consumo y la producción de energía DER detrás del medidor,
- y una mejor asignación de red y otros costos regulados para enviar señales eficientes.

En esta sección revisaremos brevemente los cuatro primeros, para luego centrarnos en el último punto, que es el que está sujeto a mayor debate.

8.1 Mayor granularidad de los precios de la energía

Como es bien sabido, el costo marginal de la electricidad varía según el instante en el que se consume. Para proporcionar a los consumidores señales precisas, es importante que el precio de la electricidad se calcule para intervalos de tiempo cortos. El costo marginal de la energía eléctrica también difiere significativamente según la ubicación dentro de la red. Estas diferencias se deben a la presencia de pérdidas en las líneas de transmisión (y distribución) y a la congestión en la red.

Hay un cierto consenso en que, desde el punto de vista de la eficiencia, los precios deben incorporar una cierta granularidad espacial para dar señales de localización. En principio, si es factible, los precios nodales en la red de transporte representan la meta que debe perseguir el diseño de mercado mayorista (Caramanis et al., 2016).

Algunos autores en la literatura han sugerido la posibilidad de extender estas señales de localización hasta los nodos de la red de distribución. Sin embargo, si bien desde el punto de vista meramente teórico esta alternativa se puede presentar como atractiva y estimulante para la comunidad académica, el uso de precios nodales a nivel de distribución presenta una serie de inconvenientes que desaconsejan implementar tal nivel de granularidad:

- Los precios nodales en la red de distribución son necesariamente muy volátiles en el corto, medio y largo plazo. Los continuos cambios en la demanda, generación distribuida e inversiones de red hacen que estos sean una señal poco válida para la inversión. Por lo que su utilidad se restringiría a lograr aumentar la eficiencia de corto plazo. Pero posiblemente dicha eficiencia puede conseguirse mediante otros mecanismos que no impliquen el cálculo de los precios nodales de la red de distribución.
- El coste computacional puede ser realmente elevado. A efectos de cálculo del flujo de cargas, ir hasta los nodos de distribución (incluso si nos quedamos a nivel de subestación) puede

suponer una carga de varios órdenes de magnitud superior a la carga asociada al cálculo de los precios nodales a nivel de distribución.

- Por último, la implementación de precios nodales a nivel de distribución crea diferencias en las tarifas entre zonas muy próximas entre sí, lo cual puede ir en contra de los objetivos políticos de equidad.

8.2 Margen de tiempo de preaviso de los precios y cargos al consumidor

Más allá de la granularidad temporal de las señales de precio (diario, *time of use*, horario, etc.), otro elemento relevante relacionado con la dimensión temporal del diseño de la tarifa es el intervalo de tiempo de preaviso de los precios y cargos a los consumidores.

Dentro de una misma granularidad (por ejemplo, precios y cargos horarios), la reacción a estas señales dependerá de cuándo se comuniquen los precios y los cargos (con un día de anticipación, con pocas horas de anticipación o incluso ex post).

Si los precios y los cargos se conocen solo a posteriori (como sucede, en algunas jurisdicciones, con cargos de red o cargos de mercado de capacidad definidos al final del año tarifario), los consumidores no pueden reaccionar efectivamente ante tales señales; sino que reaccionarán de acuerdo con sus expectativas de esas señales. Este enfoque tiene ventajas (realmente hasta el final del año no se conoce cuál ha sido la punta real del sistema), pero también desventajas claras (errores en la predicción por parte de los agentes provocan ineficiencias).

Cuando los precios y los cargos se comunican ex ante, llevar este preaviso cerca del tiempo real puede ser beneficioso para la eficiencia de las señales (ya que estas pueden reflejar las condiciones reales que se registrarán durante la operación del sistema), pero al mismo tiempo, puede obstaculizar la participación de algunos agentes que no son capaces de reaccionar en un intervalo de tiempo tan corto.

8.3 Señales de precio simétricas entre generación y consumo

Como se indica en MITEI (2016), "los precios que reflejan los costos y los cargos regulados deben ser simétricos, de tal forma que la inyección en un momento y lugar determinados sea compensada con la misma señal con la que se cobra al consumo en el mismo momento y lugar".

Si un mismo punto de consumo no recibe señales simétricas para la generación y el consumo surgen oportunidades de arbitraje que son beneficiosas para el consumidor pero que no son eficientes para el sistema. Este aspecto se analizó en profundidad en el contexto de las tarifas VDER de Nueva York para generación distribuida (ver el recuadro).

La tarifa VDER (Nueva York) y la necesidad de señales simétricas

El mecanismo que sustituyó al balance neto en Nueva York fue la tarifa conocida como VDER¹⁹ (Valor de los Recursos de Energía Distribuida o *Value Distributed Energy Resources* en inglés) (VDER). La tarifa VDER busca compensar con mayor precisión las inyecciones de generación de energía renovable distribuida, en función de los beneficios reales que aporta al sistema (incluida la red). La tarifa remunera en función de los siguientes conceptos: (i) señal marginal de precio de la energía, (ii) contribución a los requisitos de capacidad, (iii) valor ambiental (denominado valor E), (iv) valor de reducción de la demanda punta (señal de red) y (v) otros valores de ubicación.

Si bien este esquema VDER es claramente un paso adelante con respecto al marco del balance neto, presentaba en origen el problema de no proporcionar al consumidor una señal de precio simétrica. La aplicación de diferentes precios y cargos a las inyecciones y retiros introduce señales distorsionadas e incentivos incorrectos, así como oportunidades de arbitraje.

Este problema de dar una señal a la generación y otra al consumo se identificó cuando se planteó la integración del almacenamiento distribuido. En (NYPSC, 2017), se pone ya como un objetivo fundamental en los reajustes del VDER evitar que el almacenamiento distribuido obtenga unas rentas por un arbitraje que no es económico para el sistema.

8.4 Asignación de los costos de red y de los costos regulados

Los costes que hay que recuperar a través de las tarifas eléctricas se pueden dividir en dos grupos, uno relativo a las actividades que se llevan a cabo en régimen de competencia, cuyo coste se refleja a través de unos precios de mercado, y otro relativo a las actividades reguladas, para las cuales el regulador calcula una remuneración eficiente y los cargos asociados a los consumidores. En esta sección, nos vamos a centrar en los cargos para la recuperación de los costes regulados.

Los dos principios básicos que deberían guiar el diseño de estos cargos regulados son la suficiencia en la recuperación de los costes y la eficiencia en la asignación (en términos de señales que logren guiar a los usuarios a tomar decisiones eficientes para el sistema). La eficiencia de la metodología dependerá del tipo de coste y de su origen, como se verá en esta subsección. Sin embargo, una primera recomendación concierne al formato tarifario. Cada elemento de coste debería siempre estar asociado al impulsor de coste que lo ocasiona (demanda de energía, demanda de potencia, periodo y ubicación del consumo, etc.) y debería cargarse a través del formato de tarifa que mejor refleja este impulsor ($\$/\text{kWh}$, $\$/\text{kW}_{\text{contratado}}$, $\$/\text{kW}_{\text{punta}}$, $\$/\text{año}$, etc.). Si un coste de suministro se asigna eficientemente a los usuarios, según la responsabilidad que cada usuario ha tenido en la generación de ese coste, pero luego se carga a través de un formato equivocado, la señal seguirá siendo ineficiente.

¹⁹ Para más información sobre el VDER, consúltese la página web de NYSERDA: <https://www.nysERDA.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Contractors/Value-of-Distributed-Energy-Resources>.

El grueso de los costes regulados se puede dividir a su vez, a nivel teórico, en dos macro categorías: costes de red y costes “políticos” (*policy costs*, en inglés). Las metodologías para la asignación de los costes de red se han analizado con suficiente detalle en la literatura. Desde el punto de vista conceptual (el problema surge a la hora de dar con la mejor forma de calcularlo), existe cierto consenso sobre la eficiencia de esquemas relacionados con el coste marginal de largo plazo (LRMC, del inglés *Long-Run Marginal Cost*). El LRMC representa el incremento en los costes futuros de red que causa en el presente un incremento marginal de retiros o inyecciones en un cierto punto de la red (incluyendo, entonces, cierta granularidad en los cargos), considerando por tanto la posibilidad de inversiones en nuevos activos. En lo que concierne el formato, es evidente que la mayoría de los costos de red se deben a la demanda de “capacidad”. Idealmente, la potencia usada para este cargo es la potencia consumida durante la punta de demanda del sistema (o la punta de demanda en la red de distribución), por lo que el formato más eficiente es \$/kW.

Identificación de los periodos de punta en la tarifa: ex ante vs. ex post

Identificar en la estructura tarifaria los periodos de punta de demanda relevantes de cara al impacto en los costes de las redes es un tema complejo en sí mismo.

- Una alternativa consiste en introducir un cargo asociado al consumo real (y donde dicho cargo representa el coste de largo plazo) durante algunos períodos horarios predefinidos *ex ante*. Estos períodos son los períodos en los que el distribuidor espera que se produzcan los mayores requerimientos de uso en el sistema de distribución, siempre y cuando estos estén cerca de sobrecargar las redes.

Si bien este enfoque puede ser ventajoso por predecible a corto plazo para el consumidor, también puede ser inestable a largo plazo. Este sería el caso cuando demasiados consumidores reaccionan a la señal del precio de la tarifa definida *ex ante*, por ejemplo, invirtiendo en exceso en almacenamiento u otras soluciones para mover el consumo de esos períodos predefinidos *ex ante* a otros donde los cargos son menores. La tarifa del distribuidor se ve entonces obligada a recalcular los periodos de punta, tratando de “perseguir” y anticipar los nuevos períodos de punta.

- La segunda alternativa consiste en introducir los cargos durante algunos períodos definidos *ex post*. Aquí encontramos dos alternativas principales:
 - Cobrar los costos de la red (de largo plazo) durante los “n” períodos más exigentes de la red *ex post*. Esto que no implica necesariamente que la red esté siquiera próxima a congestionarse, lo que derivaría en una señal no eficiente (ver discusión posterior sobre el tratamiento de costes residuales).
 - Cargar los costos de la red a largo plazo durante todos los períodos *ex post* que presentan congestiones de la red (lo que significa que si no hubo congestiones, entonces no hay períodos en los que se recuperó el costo de la red).
- En aquellos sistemas donde el consumidor tiene un contrato de potencia, una tercera alternativa consiste en asociar ese cargo de la señal de largo plazo a la capacidad que

reserva (contrata) el consumidor en cada periodo horario. La granularidad de estos periodos horarios puede ser todo lo detallada que permitan los equipos de medida y facturación.

Cobrar los costes de red a través de esta metodología permite solucionar una de las ineficiencias más peligrosas de los diseños tarifarios actuales, que, en muchos contextos, siguen cobrando los costes de red a través de cargos volumétricos. En este caso, la instalación de generación distribuida reduce los ingresos de las empresas de red sin que esta reducción esté asociada a una bajada real en los costes de red, originando al tiempo una pérdida económica que debe compensarse innecesariamente desde otra fuente. También cabe subrayar que la aplicación de metodologías eficientes, como el LRMC, a los costes de red no logra garantizar la suficiencia de los ingresos. La parte de costes de red que no se puede recuperar a través de estas metodologías suele definirse como coste residual de red y debe imputarse a través de cargos complementarios. Dado que la naturaleza de estos costes impide establecer criterio alguno de causalidad, la asignación de estos costes residuales no debería desencadenar ningún tipo de respuesta adicional en el consumidor. Estos costes residuales deben evitar afectar a la eficiencia de las señales calculadas a través de metodologías eficientes.

Pero a la vez, hay que prestar atención al riesgo de crear ineficiencias a la hora de asignar este coste residual. A menudo, especialmente para el caso de algunas categorías de consumidores, puede darse el caso de que, si se imputa un valor de cargo de red superior a este LRMC, el resultado puede conducir a que instalen equipos de respaldo con el único objeto de evitar este cargo, lo que sería claramente una ineficiencia (esto ha ocurrido en varios sistemas, como por ejemplo en el Reino Unido). Cuando ese es el caso, la única solución adecuada pasa por diseñar un cargo fijo, de tal manera que sea posible recuperar de forma equitativa el coste de las redes sin afectar a la operación y planificación eficiente de los consumidores en el sistema.

Los costes políticos, en cambio, están relacionados con políticas medioambientales (incentivos a las energías renovables) o sociales (subsidios para consumidores vulnerables), o con los costes de gestión de algunas instituciones del sector eléctrico (el regulador o los operadores del sistema y del mercado). Estos elementos, para los cuales no es fácil identificar un impulsor de coste representativo, se suelen considerar enteramente como costes residuales. Sin embargo, algunos de estos costes sí podrían ser asignados de manera eficiente a través de un impulsor de coste. El caso más evidente son los subsidios a las renovables concedidos a través de un esquema de obligaciones o certificados (o *renewable portfolio standards*), que requieren a los comercializadores que cubran cierto porcentaje de su suministro a través de recursos renovables no convencionales. En este caso, un incremento de la demanda eléctrica aumenta de manera directa el coste marginal de cumplir con estas obligaciones. Por ejemplo, si hay una obligación que prevé que el 20% del suministro tiene que provenir de fuentes renovables, un aumento de demanda de 10 kWh requeriría que 2 kWh adicionales fueran generados por estos recursos. Una metodología de asignación eficiente consideraría un cargo volumétrico calculado como el producto de este porcentaje por el coste adicional de generar a través de recursos renovables.

Todos los costes que no se pueden asignar a través de una metodología eficiente tienen que ser considerados como costes residuales. Como ya se ha apuntado previamente, estos costes se tienen

que recuperar a través de cargos complementarios y estos últimos deben evitar afectar a la eficiencia de las señales calculadas a través de metodologías eficientes. Una forma de conseguirlo, que además ha sido la base de los diseños tarifarios en el pasado, es mediante la aplicación de la llamada teoría de los precios de Ramsey, o regla de elasticidad inversa. La idea es que el cargo complementario debe modificar lo menos posible el comportamiento resultante de la aplicación de precios y cargos eficientes; y eso se logra imponiendo los cargos más elevados a los consumidores menos elásticos.

Normalmente, los precios de Ramsey se han aplicado a las tarifas eléctricas a través de estimaciones muy aproximadas de la elasticidad de la demanda eléctrica. Los consumidores domésticos se han considerado como casi completamente inelásticos en el corto plazo y no muy reactivos a aumentos de precios en el largo plazo, por lo que se les ha cargado una parte significativa de los costes residuales. Como ya se mencionó, esta línea de pensamiento ya no es válida en un contexto de despliegue de recursos distribuidos. Estos últimos aumentan la elasticidad de la demanda eléctrica no solo en el corto plazo, sino también, y más dramáticamente, en el largo plazo.

Este aumento de elasticidad de la demanda, algo seguramente positivo para el sistema eléctrico en su conjunto, puede llevar a situaciones poco eficientes si el diseño tarifario no se adecua a las nuevas condiciones. Una primera parte del problema está relacionada, como en el caso de los costes de red, con el formato de la tarifa. Si los cargos residuales son volumétricos, un consumidor que instale generación distribuida podrá reducir la cuota de costes residuales que paga sin que se reduzcan estos costes ni la responsabilidad de este consumidor en ellos. En este contexto, la solución óptima es recuperar los costes residuales a través de un cargo fijo que no distorsione las otras señales.

Esta solución, sin embargo, puede vulnerar el criterio de equidad de las tarifas, porque, en el cambio de un cargo volumétrico a uno fijo, algunos usuarios pasarían a pagar mucho más que antes. Además, la demanda de electricidad crece de manera proporcional con la riqueza de un hogar; entonces, los consumidores que pasarían a pagar tarifas más altas son exactamente los que poseen una menor disponibilidad económica. No existe consenso sobre cómo evitar estos efectos distributivos en el diseño tarifario. Algunos autores han propuesto incluir en los cambios tarifarios un sistema de subsidios que reduzca el aumento de tarifa para ciertas categorías de consumidores, por lo menos durante un periodo de adaptación. Otros autores (Batlle et al., 2018) han analizado la posibilidad de introducir cargos fijos desiguales. Los cargos seguirían siendo fijos, pero se calcularían a través de una metodología que considere el consumo histórico de electricidad (a nivel tanto de energía como de demanda de punta). De este modo, el cambio tarifario modificaría las señales económicas que se envían a los consumidores, pero la tarifa que paga cada consumidor variaría poco.

Sin embargo, la introducción de un cargo fijo no elimina del todo los problemas relacionados con el aumento de la elasticidad de largo plazo. Las tarifas suelen reflejar los costes incurridos históricamente para garantizar el suministro y, en aquellos sistemas con muchos costes políticos, podría resultar conveniente desconectarse del sistema, dejar de pagar los costes de red y los costes residuales y auto-generar la energía eléctrica a través de sistemas autónomos de suministro. No

existe un consenso sobre cómo evitar estas desconexiones ineficientes. Una alternativa es establecer unos umbrales tarifarios, que se fijarían teniendo en cuenta el coste de un equipo de generación autónomo, por encima de los cuales los costes residuales deberían ser asignados de otra manera (o directamente incluidos en los presupuestos generales del estado). Otra alternativa es sacar parte de los costes residuales de las tarifas eléctricas y recuperarlos a través de un proxy, como puede ser el impuesto de propiedad de la vivienda. Otra alternativa es desincentivar estas desconexiones a través de unas tasas de salida (*exit fees*) que obligarían a los consumidores a pagar su cuota de costes residuales independientemente de su estado de conexión

Análisis previo de impactos del rediseño tarifario

Evolucionar la actual (y simple) estructura tarifaria puede inicialmente conducir a desequilibrios significativos entre lo que a los diferentes usuarios les corresponde pagar actualmente considerando el diseño vigente, y lo que podrían pasar a tener que pagar al modificarse la estructura. Por este motivo, antes de implantar cambio alguno, una vez decidida la nueva estructura tarifaria destinada a maximizar la eficiencia de la toma de decisión futura de los usuarios de la red, es de vital importancia desarrollar un análisis cuidadoso previo que permita evaluar potenciales desajustes súbitos que pudieran afectar a los diferentes tipos de usuarios de la red.

Por tanto, el regulador debe realizar un estudio de simulación en el que valore los impactos desde un punto de vista estático y dinámico. Debe por tanto tomarse los datos de consumo de diferentes categorías de usuario (clasificados no sólo por diferentes niveles de tensión, sino por estratos y tipos de actividad económica) y comprobar cuánto pasarían a pagar unos y otros una vez implantado el nuevo diseño. Si se detecta algún tipo de cambio abrupto, deben ponerse en práctica mecanismos que permitan una evolución gradual tal y como se explica en la siguiente sección. Y como se mencionaba al inicio de este párrafo, esta simulación no debe ser sólo estática, debe estudiarse también cómo podría cambiar el reparto de los costes entre los diferentes tipos de usuarios si aquellos que tengan capacidad de reaccionar a las nuevas señales los hicieran (por ejemplo, instalando paneles solares). De nuevo, el objeto es evitar alteraciones bruscas del statu quo previo al rediseño regulatorio.

Gradualidad en los cambios tarifarios

Los cambios abruptos en el diseño de tarifa no son deseables. Todo cambio de cierto calado debe implementarse progresivamente a tiempo, evitando así las variaciones repentinas en las facturas de electricidad, ya que son política y socialmente difíciles de aceptar.

Esta gradualidad también es fundamental para proporcionar un marco regulatorio estable que no ponga en peligro la recuperación de las inversiones de algunos consumidores.

A este respecto, hay dos formas diferentes de introducir la gradualidad en el contexto de un rediseño de tarifas que implique moverse de una tarifa volumétrica a una más compleja (con dos o más componentes, como cargos fijos, cargos por demanda, etc.).

- El primer enfoque consiste en disminuir gradualmente la componente volumétrica e ir aumentando las otras componentes progresivamente. Obviamente, dicha calibración debe garantizar la suficiencia de los ingresos.

- El segundo enfoque consiste en utilizar el cargo fijo como la herramienta perfecta para lograr la gradualidad deseada en la evolución del gasto de la factura del consumidor, pero sin afectar el principio de eficiencia que queremos lograr. Es decir, las señales eficientes (incluidos los cargos por demanda) se implementarían desde el primer día de la reforma. Pero el cargo fijo de la tarifa jugaría un papel importante como herramienta que amortiguaría el impacto en las facturas. El cargo fijo podría usarse como una variable para pasar gradualmente de los gastos de la factura original al estado definitivo. Es más, en el primer año el cargo fijo podría buscar garantizar que cada cliente paga exactamente lo mismo que estaba pagando antes del rediseño.

Señales de largo plazo en la tarifa

A pesar de que las tarifas no suelen dar una señal estable de largo plazo, lo cierto es que hay algunas experiencias (sobre todo en EEUU) donde la tarifa sí que busca dar esta señal de largo plazo. En cualquier caso, nótese que una tarifa representa un mecanismo de precio, por lo que el problema de la coordinación que se presentó en la sección 4 sigue siendo un reto que no se soluciona con las tarifas. Lo que sí que es cierto es que una señal de precio de tarifa estable sí que puede ayudar a gestionar el riesgo al consumidor que está evaluando la posibilidad de invertir en recursos distribuidos.

En este sentido, dentro del contexto de las tarifas VDER de Nueva York (que se han introducido previamente), desde abril de 2019, el valor DRV asociado a la reducción de la demanda punta se basa en una ventana fija de horas y los proyectos pueden fijar la remuneración asociada se garantiza por los próximos 10 años.

9. Agradecimientos

Los autores quieren agradecer especialmente los valiosísimos comentarios realizados a una versión previa de este documento por Daniel Muñoz Álvarez y Silvia Martínez Romero.

10. Referencias

Abdelmotteleb, T. Gómez, J.P. Chaves, "New distribution network charges for new integrated network services", in "Consumer, prosumer, prosumager: how service innovations will disrupt the utility business model". Editor Sioshansi, Fereidoon P. Ed. Academic Press. Cambridge, United States of America, 2019.

Battle, C., Mastropietro, P., Rodilla, P., 2018. Redesigning residual cost allocation in electricity tariffs: a proposal to balance efficiency, equity and cost recovery. To appear in Renewable Energy, November 2018

Burger, S., Chaves-Ávila, J. P., Battle, C. and Pérez-Arriaga, I. J., 2017. "A review of the value of aggregators in electricity systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 77(C), pages 395-405.

Burger, S., Jenkins, J. D., Battle, C. and Pérez-Arriaga, I. J., 2019. Restructuring Revisited Part 1: Competition in Electricity Distribution Systems. The Energy Journal, vol. 40, no. 3, pp. 31-54.

California Public Utilities Commission (2017), Order Instituting Rulemaking to Consider Streamlining Interconnection of Distributed Energy Resources and Improvements to Rule 21, Rulemaking 17-07-007 <https://apps.cpuc.ca.gov/apex/f?p=401:56:0::NO>

CE (Comisión Europea), 2003. Directive 2003/54/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 96/92/EC. Brussels, Belgium: European Commission. June 2003.

CE (Comisión Europea), Directive 2009/72/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 2003/54/EC. Brussels, Belgium: European Commission. July 2009.

CE (Comisión Europea), 2010. “Interpretative Note on Directive 2009/72/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Directive 2009/73/ EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas: the Unbundling Regime.” Commission Staff Working Paper. Brussels, Belgium: European Commission. January 2010.

CE (Comisión Europea), 2016. Clean Energy for all Europeans. Disponible en: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

CE (Comisión Europea), 2016. Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al mercado interior de la electricidad, COM/2016/0861 final/2 - 2016/0379 (COD).

Chew, B., Myers, E. H., Adolf, T., Thomas, E., 2018. Non-Wires Alternatives: Case Studies from Leading U.S. Projects. Report from Smart Electric Power Alliance, Peak Load Management Alliance, and E4TheFuture.

EG3 (Expert Group 3 on the 'Deployment of Demand Side Flexibility' within the European Smart Grids Task Force), 2019, “Final Report: Demand Side Flexibility. Perceived barriers and proposed recommendations”, Abril 2019. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/eg3_final_report_demand_side_flexibility_2019.04.15.pdf

ERGEG, 2010. “An ERGEG Public Consultation Paper on Draft Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas”. Ref: E10-RMF-23-03 10 June 2010. Available at ceer.eu.

FERC. 1999. Order No. 2000, Final Rule. Regulation Transmission Organizations (Docket No. RM99-20- 000). Washington DC: US Federal Energy Regulatory Commission. December 20, 1999.

FERC Rulemaking 14-08-013 (2018), Administrative law judge’s ruling addressing pacific gas and electric company, southern california edison company, and san diego gas & electric company’s claims for confidential treatment and redaction of distribution system planning data ordered by decisions 17-09-026 and 18-02-004

https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/3_Parte3A_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf

Homer, J., Cooke, A., Schwartz, L., Leventis, G., Flores-Espino, F., Coddington, M, 2017, “State Engagement in Electric Distribution System Planning”, Diciembre 2017, Available at: https://emp.lbl.gov/sites/default/files/state_engagement_in_dsp_final_rev2.pdf

Ikäheimo, J., C. Evens, and S. Kärkkäinen. 2010. “DER Aggregator Business: The Finnish Case”.

IRENA, 2017. “Adapting market design to high shares of variable renewable energy”. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Matthew Reno and Robert Broderick (2016), “Statistical Analysis of Feeder and Locational PV Hosting Capacity for 216 Feeders”, Sandia National Laboratories http://energy.sandia.gov/wp-content/uploads/dlm_uploads/2016/06/SAND2015-9712C_PES_GM-HostingCapacities.pdf

MITEI, Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative (2016). Utility of the Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition. Report developed in collaboration with IIT-Comillas, released in December 2016.

Navigant Research, 2017. Non-Wires Alternatives: Non-Traditional Transmission and Distribution Solutions: Market Drivers and Barriers, Business Models, and Global Market Forecasts. Report.

NY-PSC (New York Public Service Commission), 2014, “Petition of Consolidated Edison Company of New York, Inc. for Approval of Brooklyn/Queens Demand Management Program”, available at: <http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/MatterFilingItem.aspx?FilingSeq=133160&MatterSeq=45800>

NY-PSC (New York Public Service Commission), 2016b, “Proceeding on Motion of the Commission as to the Rates, Charges, Rules and Regulations of Central Hudson Gas & Electric Corporation for Electric Service”, available at: <http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/MatterFilingItem.aspx?FilingSeq=163770&MatterSeq=45893>

NY-PSC (New York Public Service Commission), 2017a, “Petition of Orange and Rockland Utilities, Inc. for Authorization of a Program Advancement Proposal”, available at: <http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/MatterFilingItem.aspx?FilingSeq=196798&MatterSeq=52839>

NY-PSC (New York Public Service Commission), 2017b, “Petition of Consolidated Edison Company of New York, Inc. for Implementation of Projects and Programs That Support Reforming the Energy Vision”, available at: <http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/MatterFilingItem.aspx?FilingSeq=175182&MatterSeq=47911>

NY-PSC (New York Public Service Commission), 2016a, “Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision”, available at: <http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/MatterFilingItem.aspx?FilingSeq=160469&MatterSeq=44991>

NY-PSC (New York Public Service Commission), 2017, “Order on phase one value of distributed energy resources implementation proposals, cost mitigation issues, and related matters”, Septiembre de 2017

NYSERDA, 2018, “New York State Energy Storage Roadmap and Department of Public Service. New York State Energy Research and Development Authority Staff Recommendations”.

New York State Public Service Commission (2017), “Order on Distributed System Implementation Plan Filings” at 10, March 9, 2017, available at: <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={F67F8860-0BD8-4D0F-80E7-A8F10563BBA2}>

OFGEM, 2019. Reform of network access and forward-looking charges. Disponible en <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/charging/reform-network-access-and-forward-looking-charges>.

OFGEM, 2019. “Open Letter Consultation on approach to setting the next electricity price control (RIIO-ED2), August, 2019

OFGEM (2013a), “Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: Business plans and proportionate treatment: Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper”, 26b/13, 4 March 2013, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2013b), “Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: Financial issues: Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper”, 26d/13, 4 March 2013, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2013c), “Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: Tools for cost assessment: Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper”, 26e/13, 4 March 2013, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2013d), “Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: Uncertainty mechanisms: Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper”, 26c/13, 4 March 2013, Office of Gas and Electricity Markets, London.

PacifiCorp, 2017. 2017 Integrated Resource Plan. vol. I. . Portland, Oregon https://www.pacificorp.com/content/dam/pacificorp/doc/Energy_Sources/Integrated_Resource_Plan/2017_IRP/2017_IRP_VolumeI_IRP_Final.pdf.

Romero-Grass, A., Mach, T., Guzmán, S., Velásquez, M.A., Zambrano, A., “Foco 3, fase I: Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda”, Documento de trabajo de la Misión de la Transformación Energética, 2019.

SGCV (Smart Grids Colombia Visión 2030), 2016, “Estudio: Smart Grids Colombia Visión 2030. Parte III: Política y Regulación”, Abril de 2016.

Universidad Nacional de Colombia, 2016. Definición de Funcionalidades Mínimas de un Medidor Inteligente en Colombia. Disponible en <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1326>.

Whited, M., Woolf, T., Napoleon, A., 2015, “Utility Performance Incentive Mechanisms: A Handbook for Regulators”, available at: [http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/Utility Performance Incentive Mechanisms 14-098_0.pdf](http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/Utility%20Performance%20Incentive%20Mechanisms%2014-098_0.pdf)

Taranto, G. N., Falçao, E. M., Assis, T. M. L., (2013) . “Planejamento e Operação de Microrredes Formadas pela Presença de Geração Distribuída”, In: VII CITENEL, Rio de Janeiro, Agosto 2013.