

# Futuro de la Distribución Eléctrica en Chile:

¿Hacia dónde vamos?

2020

Organizan:



Colaboran:



### **Secretaría Técnica**

Annie Dufey, EBP Chile

Javier Bustos, Eléctricas A.G.

Ximena Oviedo, IESD

Ignacio Rivas

### **Alternativas**

Jorge Moreno, Inodú

José Luis Opazo, Acera/Acesol

Rodrigo Moreno, Universidad de Chile

### **EBP Chile SpA**

La Concepción 191

Piso 12, Of. 1201

Comuna Providencia

Santiago de Chile

Teléfono: +569 57810474

Mail: [María.Farias@ebpchile.cl](mailto:María.Farias@ebpchile.cl)

[www.ebpchile.cl](http://www.ebpchile.cl)

# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>6</b>
<b>2. Metodología</b>	<b>7</b>
<b>2.1 Definición de los ejes temáticos</b>	<b>8</b>
<b>2.2 Criterios de Evaluación de impactos de las propuestas</b>	<b>10</b>
<b>2.3 Proceso participativo: construcción de las alternativas e involucramiento de otros actores relevantes</b>	<b>12</b>
<b>2.4 Conversatorios</b>	<b>15</b>
<b>3. Visiones y alternativas</b>	<b>15</b>
<b>3.1 Acera/Acesol</b>	<b>15</b>
<b>3.1.1 Visión</b>	<b>15</b>
<b>3.1.2 Remuneración</b>	<b>17</b>
<b>3.1.3 Tarifas</b>	<b>17</b>
<b>3.1.4 Comercialización</b>	<b>19</b>
<b>3.1.5 Integración de DERs</b>	<b>19</b>
<b>3.1.6 Gestión de la información</b>	<b>20</b>
<b>3.2 Inodú</b>	<b>21</b>
<b>3.2.1 Visión</b>	<b>21</b>
<b>3.2.2 Remuneración</b>	<b>22</b>
<b>3.2.3 Tarifas</b>	<b>23</b>
<b>3.2.4 Comercialización</b>	<b>25</b>
<b>3.2.5 Integración de DERs</b>	<b>26</b>
<b>3.2.6 Gestión de la información</b>	<b>27</b>
<b>3.3 Universidad de Chile</b>	<b>28</b>
<b>3.3.1 Visión</b>	<b>28</b>
<b>3.3.2 Remuneración</b>	<b>29</b>
<b>3.3.3 Tarifas</b>	<b>30</b>
<b>3.3.4 Comercialización</b>	<b>31</b>
<b>3.3.5 Integración de DERs</b>	<b>32</b>
<b>3.3.6 Gestión de la información</b>	<b>33</b>
<b>4. Evaluación de las alternativas y sus impactos</b>	<b>33</b>

<b>4.1 Remuneración</b>	<b>33</b>
<b>4.1.1 Impactos</b>	<b>34</b>
<b>4.1.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas</b>	<b>35</b>
<b>4.2 Tarifas</b>	<b>37</b>
<b>4.2.1 Impactos</b>	<b>37</b>
<b>4.2.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas</b>	<b>38</b>
<b>4.3 Comercialización</b>	<b>40</b>
<b>4.3.1 Impactos</b>	<b>41</b>
<b>4.3.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas</b>	<b>42</b>
<b>4.4 Integración de DERs</b>	<b>43</b>
<b>4.4.1 Impactos</b>	<b>44</b>
<b>4.4.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas</b>	<b>45</b>
<b>4.5 Gestión de la información</b>	<b>47</b>
<b>4.5.1 Impactos</b>	<b>47</b>
<b>4.5.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas</b>	<b>49</b>
<b>4.6 Resumen de las visiones y grandes conclusiones</b>	<b>50</b>
<b>5. Temas relevantes</b>	<b>54</b>
<b>5.1 Remuneración</b>	<b>55</b>
<b>5.1.1 Nuevo alcance del sistema de distribución</b>	<b>55</b>
<b>5.1.2 Planificación coordinada entre los segmentos</b>	<b>55</b>
<b>5.1.3 Establecimiento de objetivos de política pública holísticos que se reflejen en indicadores de desempeño o en objetivos de la empresa</b>	<b>55</b>
<b>5.2 Tarifas</b>	<b>57</b>
<b>5.2.1 Avanzar hacia una mayor costo-reflectividad equilibrando con objetivos de equidad</b>	<b>57</b>
<b>5.2.2 Avanzar hacia una mayor costo-reflectividad equilibrando con la simplicidad tarifaria</b>	<b>58</b>
<b>5.3 Comercialización</b>	<b>59</b>
<b>5.3.1 Transitar hacia una nueva “arquitectura” de relaciones entre el mercado mayorista, la distribuidora, el comercializador y los clientes</b>	<b>59</b>
<b>5.3.2 Establecer una cancha pareja, abierta a todo el mercado y con respeto de las reglas heredadas</b>	<b>60</b>
<b>5.4 Integración de DERs</b>	<b>61</b>

<b>5.4.1 Dar un acceso a DERs sin discriminación, y abrir espacios para nuevos mercados</b>	<b>61</b>
<b>5.4.2 Dilucidar el nuevo rol para el operador de las redes de distribución en un contexto de alto desarrollo de DERs</b>	<b>63</b>
<b>5.5 Acceso y Gestión de la información</b>	<b>64</b>
<b>5.5.1 Identificar el mejor modelo para quien encargado de gestionar la información de los clientes</b>	<b>64</b>
<b>5.5.2 Balancear la tensión entre acceso a la información para el desarrollo de nuevos bienes y servicios de valor y la privacidad del cliente</b>	<b>64</b>
<b>5.5.3 Enfoque sociotécnico en la educación al prosumidor sobre las nuevas tecnologías</b>	<b>65</b>
<b>6. Referencias</b>	<b>67</b>
<b>A1 Acrónimos</b>	<b>70</b>
<b>A2 Conversatorios</b>	<b>71</b>
<b>A3 Revisión bibliográfica previo a las propuestas</b>	<b>76</b>

# 1. Introducción

El sector eléctrico está cambiando rápidamente debido, en buena parte, a la incorporación de energías renovables y recursos energéticos distribuidos (DERs<sup>1</sup>). La escala en que se ha dado la integración de estas tecnologías junto a la naturaleza variable de algunas de ellas, impone desafíos en la planificación y operación de la red eléctrica.

Más aún, la aparición de tecnologías, como las de tipo digital y su aplicación a la red auguran cambios estructurales incluso más significativos para el sector energía. Por un lado, se estima que habrá una fuerte penetración de generación distribuida (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, & Lacy, 2018), lo que complejizará el balance entre la demanda y la generación de electricidad. Por otro lado, la forma en que los consumidores se relacionan con la energía cambiará, transformándose en productores y almacenadores de energía (IEA, 2018) de la mano con un flujo de energía que pasa de ser unidireccional a bidireccional. Junto con ello, la electrificación del transporte y la energía térmica imponen desafíos adicionales sobre el sistema.

Este cambio de paradigma se da en un contexto donde el modelo de negocios de la distribución eléctrica se ha mantenido sin grandes cambios por un largo tiempo. La distribuidora ha sido el ente responsable de operar/expandir la red y suministrar electricidad a sus clientes, y éstos, hasta ahora, han sido simples consumidores de energía con una demanda relativamente predecible (Mouat, 2016).

En Chile, en particular, el marco regulatorio que rige la distribución eléctrica data de casi 40 años<sup>2</sup>. Si bien este marco fue eficiente para empujar la expansión de la cobertura del servicio, lo cual era el desafío país de la época, ya no lo es para abordar las necesidades actuales y futuras del sector. Hoy, los desafíos se centran en otorgar calidad del servicio, dar cabida a nuevas tecnologías, descarbonizar la red y garantizar la seguridad del sistema, entre los más importantes.

En 2016 el gobierno comenzó con las primeras discusiones para dar forma a la nueva ley de distribución eléctrica, la cual se ha ido dando mediante dos instancias legislativas. La primera, mediante una “Ley Corta” aprobada en diciembre del 2019 y que buscaba, entre otros elementos, modificar la rentabilidad de las distribuidoras pasando del 10% antes de impuesto a un rango entre 6 y 8%; modernizar el procedimiento de fijación de las tarifas; y determinar un giro exclusivo para el negocio de la distribución.

La segunda, la “Ley Larga”, pronta a entrar al Congreso para su trámite<sup>3</sup>, y que debería cubrir diversos aspectos fundamentales. En efecto, si bien mantendría el monopolio de las distribuidoras en la operación y construcción de las redes, abriría el mercado de la comercialización y añadiría figuras como es el agregador de demanda; el gestor de carga

---

<sup>1</sup> DERs corresponde a la sigla, en inglés, de Recursos Energéticos Distribuidos, tales como generación, almacenamiento y otras tecnologías de gestión energética, tanto delante como detrás del medidor, que se instalan y operan dentro del sistema de distribución de electricidad. Se usa la sigla en inglés por su extendido uso en la literatura.

<sup>2</sup> Instaurada en 1982 con la Ley General de Servicios Eléctricos que separa el sistema en generación, transmisión y distribución.

<sup>3</sup> Mientras se escribe este documento, el Ministerio de Energía ha decidido dividir la ley larga en tres proyectos de ley: Portabilidad Eléctrica, Calidad del Servicio y Generación Distribuida. El primero proyecto ya fue ingresado al Congreso, sin embargo, todavía no es público.

vehículos eléctricos, ESCOs, entre otros, y también independizaría la recolección y gestión de la información comercial, entre otros aspectos claves.

Lo cierto es que el cómo se realice esta transición tendrá efectos diversos, que van más allá de impactos económicos sobre las distribuidoras y la eficiencia del sistema, sino también sobre la calidad del servicio, la proliferación de nuevos negocios y la innovación. Asimismo, afecta la penetración de recursos distribuidos renovables, eficiencia energética y electromovilidad, lo cual impacta el objetivo climático que tenemos como país. Más aún, supone nuevas capacidades para el regulador de forma de encaminar esta transición hacia la dirección deseada. Con todo, los futuros posibles de la distribución son diversos, pudiendo evolucionar hacia una versión más amplia de servicios que ofrece el monopolio regulado actual o bien mutar hacia una plataforma que ofrece servicios integrados de otros proveedores (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, & Lacy, 2018). Entre ambos extremos, existe una serie de modelos híbridos posibles que implican distintos esquemas de remuneración, comercialización, de incorporación de los recursos energéticos distribuidos, tamaños de mercados, entre otros.

En este contexto, la iniciativa “Futuro de la Distribución Eléctrica en Chile: ¿Hacia dónde vamos?” impulsada por EBP Chile, Empresas Eléctricas A.G. e IESD, busca aportar en la discusión de la “Ley Larga”. Para ello, se invitó a presentar y desmenuzar su visión a tres actores nacionales diversos - Acera/Acesol, la Universidad de Chile e INODU - sobre lo que podría ser el futuro de la distribución en Chile. En base a una discusión estratégica, técnicamente robusta y participativa, dichas alternativas de futuros para el sistema de distribución eléctrica chileno fueron evaluadas integralmente con especial foco en los modelos de remuneración; tarificación; rol de la comercialización; transición hacia la incorporación de recursos distribuidos y la gestión de la información. A partir de la discusión, se fueron identificando los beneficios y trade-offs de cada alternativa; las grandes coincidencias y diferencias de las propuestas, grandes temas clave y construyendo propuestas de política pública para potenciar beneficios y minimizar costos. Estas visiones y conclusiones fueron presentadas y enriquecidas en el mes de julio a través de dos conversatorios virtuales, donde participaron actores de distintos sectores relevantes para la discusión energética actual.

Finalmente, las propuestas fueron construidas durante febrero y marzo, cuando no se tenía la claridad que existe hoy sobre la envergadura y los posibles impactos de la pandemia. Es por esto, que las propuestas posiblemente no logran recoger parte del contexto actual del COVID-19.

## 2. Metodología

La iniciativa busca aportar en la discusión de la Ley de Distribución identificando tres alternativas distintas e independientes sobre el modelo de distribución eléctrica que Chile requiere para las próximas décadas. Con este objetivo, se convocó a tres actores con distintas visiones (los “proponentes”) para desarrollar, cada uno, una alternativa de futuro:

- Inodú<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Representado por Jorge Moreno, cofundador de Inodú.

- Acera/Acesol<sup>5</sup>
- Universidad de Chile/ISCI<sup>6</sup>

Si bien, los tres proponentes no logran representar todo el espectro de visiones que existen sobre la reforma al sector de distribución, sí logran cubrir una buena parte.

La iniciativa busca aportar al diseño regulatorio desde la discusión de los temas a nivel macro, sin entrar en el detalle de cómo debería redactarse la Ley de Distribución en específico. Es por esto, que las propuestas se desarrollan a nivel estratégico, sin entrar en pormenores técnicos.

La Secretaría Técnica, integrada por EBP Chile, IESD y Empresas Eléctricas A.G., fue responsable de preparar la metodología, de guiar y estructurar el desarrollo de las propuestas y la serie de conversaciones. Las principales funciones de la Secretaría Técnica fueron:

- Desarrollar la metodología.
- Guiar y estructurar las conversaciones entre los proponentes.
- Velar por la robustez e integridad técnica de los aspectos considerados en las alternativas/visiones y su construcción.
- Definir los criterios de evaluación de las alternativas propuestas.
- Acompañar a los proponentes de alternativas en el proceso.
- Preparar la metodología de los talleres con actores, el material y desarrollo de estos.

Finalmente, la metodología busca estructurar y homologar las propuestas de manera de sintetizarlas y hacerlas más comparables entre sí. En ese sentido, se debe reconocer el esfuerzo de los proponentes para sintetizar y reestructurar sus propuestas, poniéndose el “chaleco de fuerza” que les impuso la Secretaría Técnica, para hacerlas calzar en una estructura común.

Al mismo tiempo, dada la gran experiencia de los proponentes, ellos fueron retroalimentando y enriqueciendo la robustez de la metodología y la discusión técnica, mediante el intercambio y discusiones durante el proceso.

## 2.1 Definición de los ejes temáticos

El desarrollo de las propuestas fue ordenado de forma que definieran una visión de largo plazo para el desarrollo futuro del sector distribución y detallarla en torno a cinco grandes ejes temáticos, los que buscan representar las tensiones más relevantes identificadas en el contexto de la discusión de la Ley de Distribución. Estos ejes son:

- Sistema de remuneración.
- Tarifas a usuarios finales.

---

<sup>5</sup> Representado por José Luis Opazo Gerente General de Ciudad Luz (empresa miembro de Acera y Acesol) y académico de la Universidad Adolfo Ibáñez.

<sup>6</sup> Representado por Rodrigo Moreno Académico de la Universidad de Chile e ISCI. Ha asesorado técnicamente en el pasado a Eléctricas A.G.



- Comercialización.
- Integración de DERs.
- Recolección y gestión de información.

Para cada eje, se identificó 2 extremos posibles, los que se visualizan en la Figura 1. Cada proponente desarrolló una propuesta específica para cada eje, la que fue discutida en conjunto entre los proponentes y la Secretaría Técnica. Las discusiones permitieron aclarar y mejorar las propuestas, evaluar sus impactos e identificar convergencias y divergencias en las alternativas.

Además, las discusiones permitieron explorar entre la Secretaría Técnica y los proponentes, la definición de ejes, su número, y las tensiones (e.g. tarifas: costo-reflectividad v/s subsidios cruzados) para encontrar la estructura que fuera más útil.

Se pidió a los proponentes que “ubicaran” sus propuestas en cada eje temático, tal como muestra la Figura 1, de manera de comparar la posición de cada alternativa. Si bien esta herramienta simplifica en una sola dimensión cada temática (que ciertamente tiene un nivel de complejidad mucho mayor), permite estructurar la discusión con un lenguaje común y visualizar dónde se ubica cada propuesta con respecto a las otras. Este ejercicio, generó una discusión que identificó las implicancias de “moverse” hacia cualquiera de los dos extremos, e identificar las tensiones que existen en cada alternativa.

En algunos casos, una propuesta puede tener más de una posición en un eje. Por ejemplo, en el caso de “Acceso y Gestión de la Información” la propuesta puede ir en un sentido para la información del usuario (e.g. su consumo horario) y en otro para la información de la infraestructura de red (e.g. corriente eléctrica en alimentadores). En el caso de “Tarifas a usuarios finales”, la propuesta puede tener distintos niveles de costo-reflectividad según el tipo de cliente (e.g. pequeños clientes residenciales, clientes medianos). En estos casos, la posición de la propuesta se visualiza como el punto medio de las distintas posiciones.

Ciertamente, estructurar la discusión por ejes permite ordenar la conversación, pero a la vez, puede no reflejar de manera adecuada las interdependencias que existen entre los elementos de cada eje. Por lo anterior, se debe tener en cuenta al leer este documento que la estructuración por ejes, y las tensiones que buscan reflejar, deben tomarse como una guía para desarrollar las propuestas presentadas en esta iniciativa, y en ningún caso, debe entenderse como una estructuración robusta que consiga acotar la discusión por temáticas.

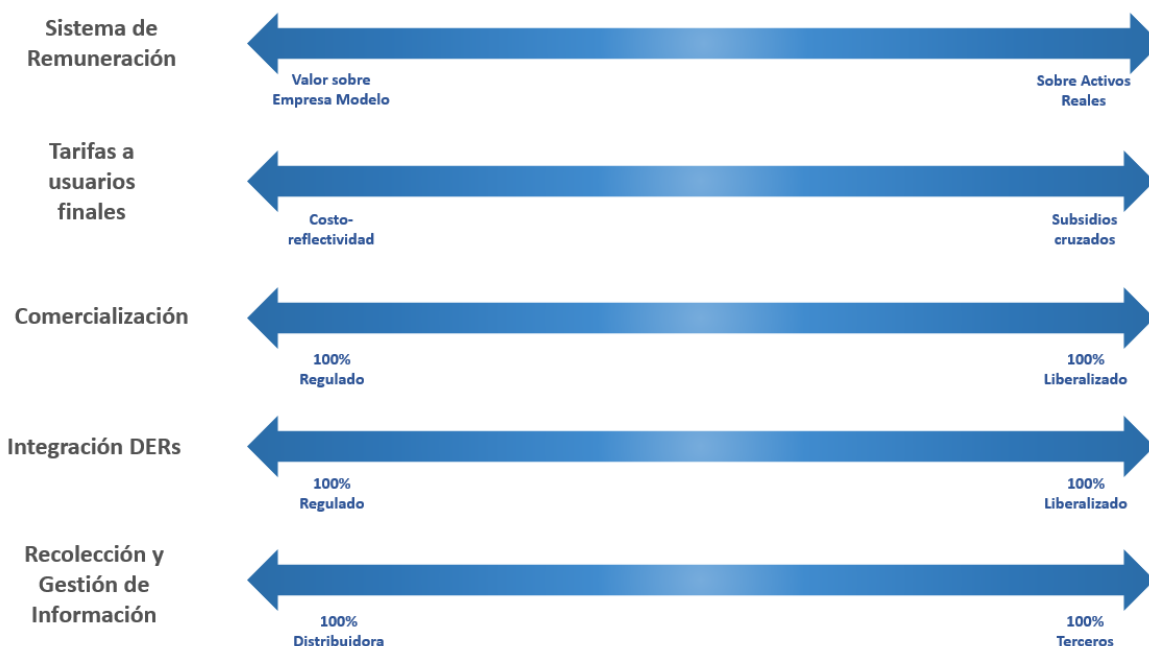


Figura 1. Diagrama de los ejes en que se descomponen las propuestas.

## 2.2 Criterios de Evaluación de impactos de las propuestas

De modo de analizar las implicancias de las propuestas de manera comparable, se definieron 8 criterios cualitativos de evaluación:

- **Eficiencia económica:** Optimizar el diseño y el uso de los recursos del sistema eléctrico para generar electricidad, y entregar energía y servicios asociados a los usuarios.
- **Competencia**<sup>7</sup>: Cuánto impacta la propuesta en aumentar la competencia de los mercados de manera de minimizar costos y promover la innovación.
- **Asequibilidad y Equidad:** Disminución de los precios de electricidad que perciben los usuarios finales y de las diferencias existentes en las cuentas de electricidad.
- **Calidad del servicio (de suministro**<sup>8</sup> **y comercial**<sup>9</sup>): Nivel de servicio que recibe el usuario, el cual cubre varios indicadores como: frecuencia de interrupciones de suministro, tiempos de reposición, calidad de la señal eléctrica (e.g. voltaje, frecuencia), calidad de atención al cliente, entre otros.

<sup>7</sup> Para el eje “comercialización” se evaluó si la propuesta permite abrir la competencia en el sector, y no necesariamente si aumenta efectivamente la competencia.

<sup>8</sup> Definición contenida en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (Diciembre, 2019): “Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el suministro entregado por la Empresa Distribuidora y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las Interrupciones de Suministro”.

<sup>9</sup> Definición contenida en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (Diciembre, 2019): “Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el Servicio Comercial y la Calidad de Atención prestada por la Empresa Distribuidora a sus Clientes o Usuarios, y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento del servicio, la información proporcionada al Cliente o Usuario, la adecuada medición de los consumos y su facturación, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención y conexión de nuevos suministros de Clientes o Usuarios”.

- **Innovación<sup>10</sup> y modernización del sector:** Cuánto impacta la propuesta en modernizar el sector para enfrentar los nuevos desafíos y promover la innovación.
- **Descarbonización:** Eliminación del uso de combustibles fósiles para generar energía eléctrica.
- **Resguardo de Información y Transparencia:** Protección de los datos de consumo eléctrico y comerciales de los usuarios de la red, y transparencia en los procesos (contratos, regulación de tarifas, fiscalización, licitaciones, cálculo de remuneración, entre otros).
- **Simplicidad de implementación:** Minimización de los costos de implementar una nueva regulación para el sector de la distribución.

Estos criterios fueron luego organizados en una tabla de evaluación que se muestra a continuación:

Tabla 1. Tabla tipo de impactos de las propuestas.

<b>Criterio</b>	<b>U. de Chile</b>	<b>Inodú</b>	<b>Acera/Acesol</b>
Eficiencia			
Competencia			
Asequibilidad y Equidad			
Calidad del servicio			
Innovación y Modernización del sector			
Descarbonización			
Resguardo de Información y Transparencia			
Simplicidad de implementación			

La Secretaría Técnica en conjunto con los proponentes, evaluaron el impacto de las propuestas para cada eje, catalogando los impactos como positivos, neutros o negativos<sup>11</sup>. La evaluación se estandarizó considerando los siguientes acuerdos:

<sup>10</sup> Innovación no tan sólo tecnológica, sino que también de procesos y modelos de negocio.

<sup>11</sup> Por ejemplo, si se propone crear un mercado competitivo para la comercialización de energía (que incluya parte o todos los clientes regulados actuales) se evalúa que la propuesta tiene un impacto positivo en el criterio "Competencia" para el eje "Comercialización".

- Se consideran como impactos sólo los directos. Impactos de segundo o mayor orden no se consideran<sup>12</sup>.
- Los impactos se evalúan con respecto a la legislación actual (esta es la línea base).
- Si la posición en un eje no impacta en uno de los criterios, se cataloga como “no aplica”. Por ejemplo, el nivel de liberalización de la comercialización de energía no impacta directamente en el “Resguardo de Información y Transparencia”.

Finalmente, la evaluación de los criterios se apoyó en información proveniente de la experiencia internacional disponible y criterio experto (Ver Anexo A3).

## 2.3 Proceso participativo: construcción de las alternativas e involucramiento de otros actores relevantes

El proceso de construcción de las propuestas se planteó como una serie de presentaciones y discusiones, talleres internos a lo largo de 4 meses, y dos conversatorios virtuales con los actores relevantes del sector distribución. No obstante, la programación inicial debió ir adaptándose a las circunstancias especiales del COVID-19, y muchas de las conversaciones diseñadas como presenciales pasaron a ser virtuales. Un resumen del proceso se muestra en la Figura 2.

---

<sup>12</sup> Se considera que el impacto de las tarifas en descarbonización es de segundo orden para el siguiente ejemplo: una estructura tarifaria que promueva la implementación de DERs a su vez, tiene un impacto positivo en la descarbonización porque los DERs promueven la descarbonización.

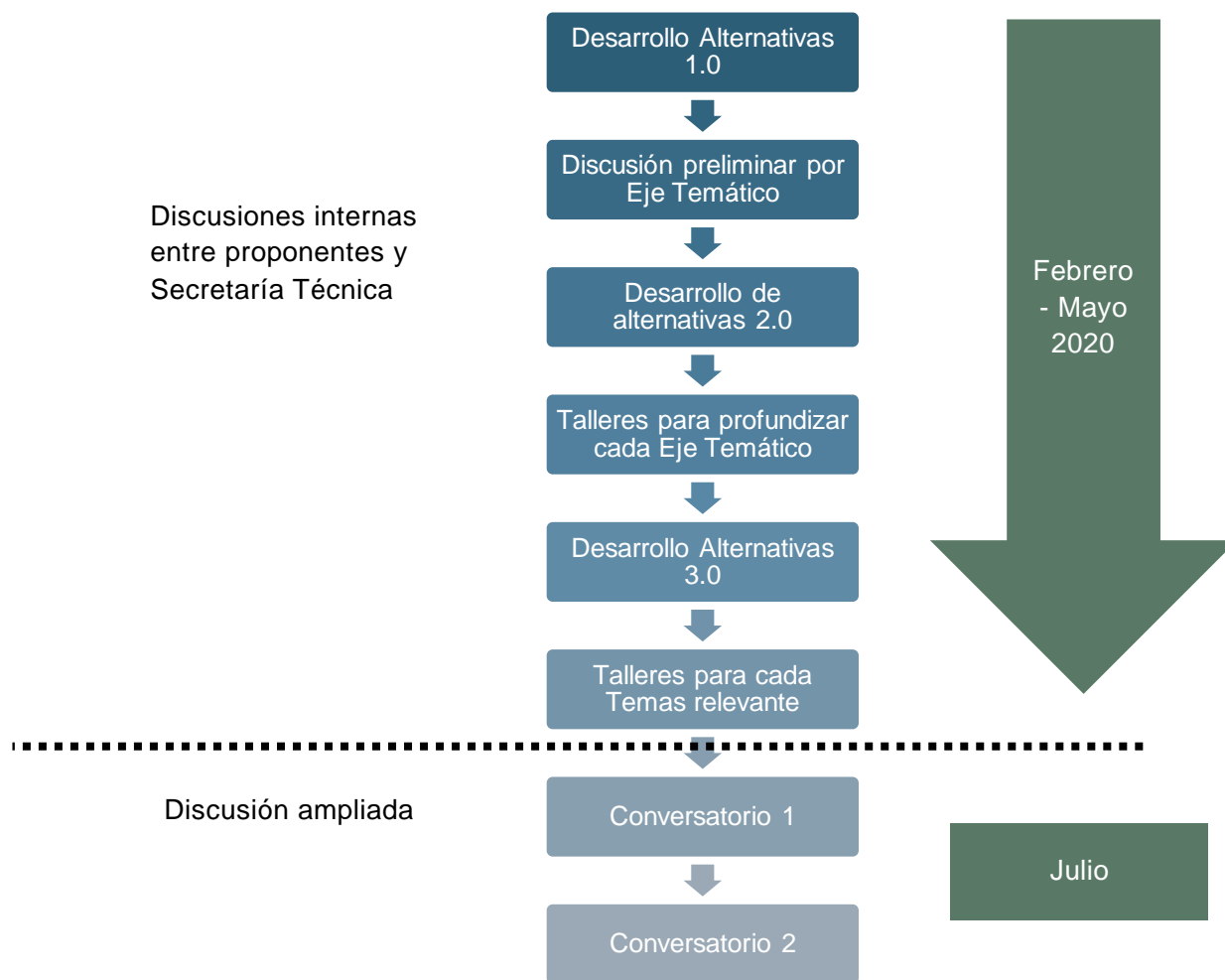


Figura 2. Diagrama del proceso para desarrollar propuestas.

El proceso de discusiones internas fue desarrollado de la siguiente manera:

- **Desarrollo de alternativas 1.0:** La Secretaría Técnica desarrolló una lista de preguntas para cada uno de los cinco grandes ejes de la Figura 1. En base a estas preguntas, cada proponente desarrolló una primera versión de su propuesta para el futuro de la distribución.
- **Discusión preliminar por eje temático:** Se desarrolló una discusión entre los proponentes y la Secretaría Técnica para cada uno de los ejes. En estas discusiones, cada proponente presentó su propuesta y recibió retroalimentación con sugerencias para aclarar y/o mejorar sus propuestas<sup>13</sup>. Además, en las discusiones se generaron debates a partir de las distintas visiones de los proponentes, las que sirvieron para marcar convergencias y divergencias, e identificar los temas más relevantes de la discusión regulatoria.

<sup>13</sup> El proponente decidió finalmente si considera o no la retroalimentación recibida, ya que se respeta la independencia de las propuestas.

- **Desarrollo de alternativas 2.0:** En base a las discusiones y retroalimentación de la Secretaría Técnica, cada proponente entregó una versión mejorada de su propuesta.
- **Talleres de profundización de cada Eje Temático:** Se desarrolló una segunda instancia de discusión entre los proponentes y la Secretaría Técnica estructurada en los ejes. Cada proponente presentó su propuesta en formato PPT y recibió retroalimentación para clarificar y mejorar la estructura de su presentación (sin discutir los contenidos de la propuesta).
- **Desarrollo de alternativas 3.0:** Los proponentes presentan su propuesta final.
- **Talleres de discusión de temas relevantes:** A partir de las discusiones, se identificaron grandes temas clave, los que fueron seleccionados en base a dos grandes criterios. El primer criterio, se trata de temas nuevos e importantes que no habían sido abordados en las discusiones previas en torno a la Ley de Distribución. Un segundo criterio, considera temas relevantes en los que no hay consenso entre los proponentes respecto a cómo abordarlo, y es importante visibilizar esta diferencia. En base a lo anterior, se seleccionaron temas relevantes por eje temático, los cuales se identifican en la Tabla 2. Luego, los proponentes y la Secretaría Técnica trabajaron en conjunto para profundizar y expandir una visión sobre cada tema. Se explicitan los puntos de consenso y disenso en cada tema. El resultado de este trabajo puede verse en la sección 5.

Tabla 2. Lista de temas relevantes.

Eje	Tema relevante
Remuneración	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuevo alcance del sistema de distribución.</li> <li>• Planificación coordinada entre los segmentos.</li> <li>• Establecimiento de objetivos de política pública holísticos que se reflejen en indicadores de desempeño o en objetivos de la empresa.</li> </ul>
Tarifas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Avanzar hacia una mayor costo-reflectividad equilibrando con objetivos de equidad.</li> <li>• Avanzar hacia una mayor costo-reflectividad equilibrando con la simplicidad tarifaria.</li> </ul>
Comercialización	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transitar hacia una nueva “arquitectura” de relaciones entre el mercado mayorista, la distribuidora, el comercializador y los clientes.</li> <li>• Establecer una cancha pareja, abierta a todo el mercado y con respeto de las reglas heredadas.</li> </ul>
Integración de DERs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dar un acceso a DERs sin discriminación, y abrir espacios para nuevos mercados.</li> <li>• Dilucidar el nuevo rol para el operador de las redes de distribución en un contexto de alto desarrollo de DERs.</li> </ul>

Eje	Tema relevante
Acceso y Gestión de la información	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificar el mejor modelo para quien encargado de gestionar la información de los clientes.</li> <li>• Balancear la tensión entre acceso a la información para el desarrollo de nuevos bienes y servicios de valor y la privacidad del cliente.</li> <li>• Enfoque sociotécnico en la educación al prosumidor sobre las nuevas tecnologías.</li> </ul>

## 2.4 Conversatorios

Se realizaron dos conversatorios virtuales para presentar el trabajo de la iniciativa Futuro de la Distribución en Chile, y para recoger opiniones y visiones de los asistentes. De manera de representar una visión transversal, se invitaron a actores de los sectores público, privado, sociedad civil y academia relacionados con la distribución eléctrica, asistiendo más de 180 personas.

Los conversatorios se realizaron a través de la plataforma Zoom, segmentando la discusión de los 5 ejes (ver Figura 1) en dos jornadas:

- **7 de Julio 2020:** Comercialización, Integración de DERs, y Acceso y Gestión de la Información.
- **8 de Julio 2020:** Remuneración y Tarifas.

El detalle metodológico de los conversatorios, y sus resultados se detallan en el Anexo A2.

## 3. Visiones y alternativas

En esta sección se resume, la visión general de cada “proponente” para el desarrollo futuro de la distribución eléctrica en Chile y sus propuestas para cada eje temático.

### 3.1 Acera/Acesol

#### 3.1.1 Visión

El futuro de la distribución se enmarca como Descarbonizado, Digitalizado y Distribuido (3Ds). Los DERs son vistos como una configuración sociotécnica relevante en la transición energética. El segmento de la distribución eléctrica es el centro de un sistema de producción y uso de energía que cumple una función fundamental en asegurar una transición a un futuro energético que incorpore las 3Ds. El sistema satisface las necesidades energéticas (en un sentido amplio) de la población, las industrias y los servicios con resiliencia, con una alta participación de usuarios como prosumidores, en un régimen de elevada competencia en el mercado.

La remuneración de la red está basada en la expansión y fortalecimiento del sistema de distribución entendido como un negocio de plataforma, donde se asegura la inversión

necesaria al mismo tiempo de fomentar la innovación, por lo que debe combinarse un enfoque de empresa eficiente (modelo) con incorporación de costos reales. El sistema de tarificación avanza a una mayor granularidad temporal y espacial, reconociendo diferencias entre tipos de usuarios, con simplicidad, pero fomentando el uso eficiente de las redes tanto para los consumos como para los servicios que pueden ofrecer prosumidores. Los comercializadores aumentan la competencia y mejoran la calidad y abanico de propuestas comerciales a los usuarios, respaldando sus ofertas con una variedad de mecanismos, como garantías financieras o contratos de corto y largo plazo con generadores. La información en la red de distribución es un bien público, gestionado independientemente, alcanzando un balance entre libre acceso a ella y resguardo de la privacidad de usuarios. Los DERs se transforman en uno de los principales elementos del sistema de distribución, apalancado en libre acceso a redes (físicas) como a mercados energéticos locales, generando beneficios ambientales, sociales y económicos que son justamente reconocidos en la operación del sistema.

Esta visión reconoce que existe una tensión entre distintas posiciones “políticas” respecto al rol de los DERs y de la visión tradicional de la distribución eléctrica. Por un lado, existe una mirada que aborda la integración de DERs como un problema de optimización tecno-económica (Burger, Jenkins, Huntington, & Perez-Arriaga, 2019). Por el otro, existen visiones que entienden la incorporación de DERs como un cambio fundamental que promueve la participación ciudadana, y la democracia energética (Brisbois, 2019; Rocholl & Bolton, 2016). Esta visión se ubica hacia el costado de esta última posición.

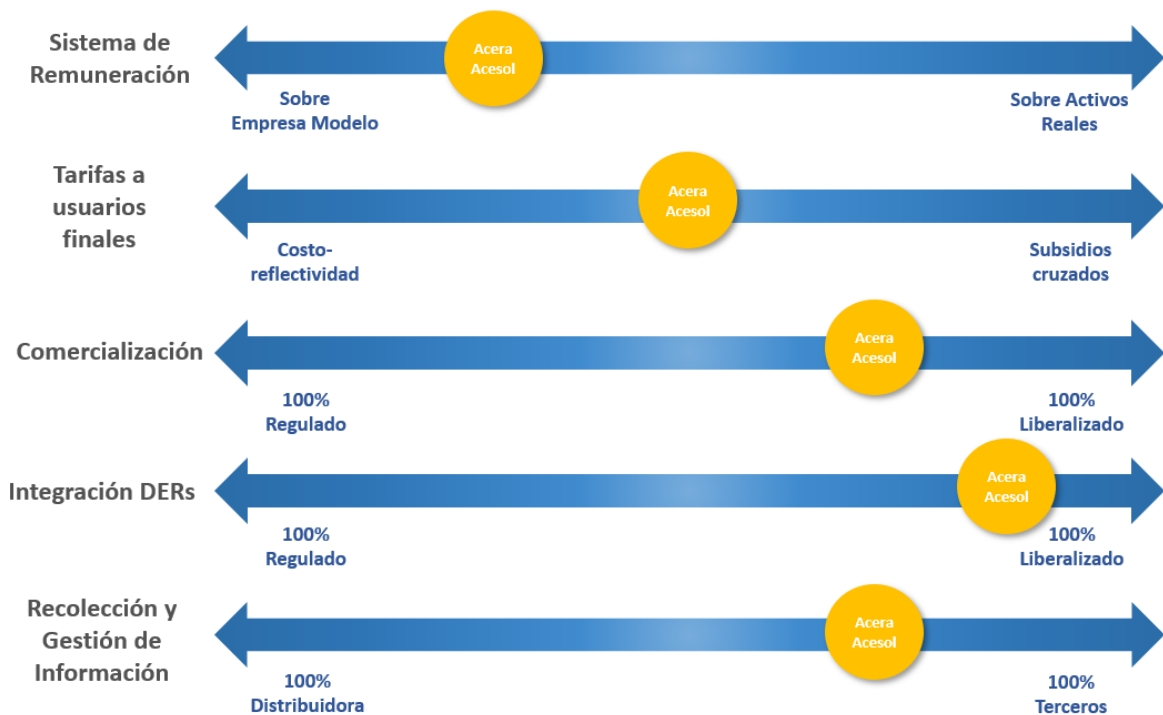




Figura 3. Posición de la propuesta de Acera/Acesol en los 5 ejes.<sup>14</sup>

### 3.1.2 Remuneración

La remuneración de la red se debe ajustar para responder a los desafíos de una red baja en carbono, con mejor calidad de servicio, acceso garantizado y costos eficientes. Debe existir una complementariedad entre esquemas de remunerar costos e incentivos, de modo de fomentar y amplificar la introducción de la innovación en tecnología, servicios y modelos de negocio que permitan responder a esos desafíos planteados.

La red se debe conceptualizar como bidireccional, por lo que los elementos de la empresa modelo deben ser lo suficientemente flexibles para permitir en periodos cortos transformaciones hacia redes más inteligentes, con un sistema de incentivos que permita a las empresas distribuidoras invertir adecuadamente.

Elementos principales:

- Red de distribución bidireccional. Se debe reconceptualizar como un negocio de plataforma multientrada y bidireccional, y no como un servicio lineal de transporte desde los sistemas de generación hasta los usuarios.
- Valoración de la red debe combinar enfoques costo-eficientes (e.g. empresa modelo) con ajustes/revisiones de ganancias por plusvalía. Asimismo, cómo se modifican los puntos óptimos del sistema con la introducción de nuevas tecnologías (DERs principalmente).
- La tasa de descuento se debe ajustar para reflejar el riesgo que enfrenta la empresa distribuidora. Ello de acuerdo a las condiciones dinámicas de mercado, considerando la innovación y el límite a las economías de escala/ámbito por monopolio y activos reales.
- Existencia de incentivos (premios y castigos) en el sistema de remuneración. En particular, deben incluirse KPIs por descarbonización, confiabilidad, acceso y servicio a usuarios.
- Sistema de remuneración que reconoce y valoriza los beneficios de la carbono-neutralidad, la calidad de suministro y la resiliencia que entregan los DERs a la red. Los costos de implementación y operación de los DERs se deben valorizar y ser traspasados a los usuarios.

### 3.1.3 Tarifas

El diseño de tarifas debe permitir recuperar las inversiones, generando incentivos a la eficiencia, calidad y descarbonización. Se deben compatibilizar los aspectos orientados a resguardar un sistema que asegure inversiones con que se entreguen los elementos de equidad, acceso, sostenibilidad y mayor libertad de elegir a los usuarios. Las tarifas de

---

<sup>14</sup> En el eje de "tarifas a usuarios finales", Acera/Acesol propone mayor grado de costo-reflectividad para clientes no residenciales y mayor grado de subsidios cruzados para clientes residenciales. Sin embargo, la posición en los ejes representa el punto medio de esta diferenciación.

distribución deben estar fuertemente reguladas en los segmentos monopólicos, reduciendo el monopolio al mínimo posible.

Dadas las grandes diferencias entre zonas de distribución, densidad de usuarios y consumos, se deben crear sistemas de subsidios cruzados focalizados que aseguren asequibilidad y acceso, tanto al consumo de energía como a los DERs.

En cuanto a la componente de distribución en la tarifa, los elementos principales propuestos son:

- Tarificación por uso de la red de distribución cubriendo completamente la remuneración establecida. Ello considerando y diferenciando todos los servicios que entrega la red incluyendo transporte de energía desde centros de generación centralizados, transporte de energía a escala distribuida, servicios complementarios en distribución y otros servicios no energéticos.
- Granularidad espacial y temporal. La cual es definida para los distintos tipos de servicios que presta la red (costo-reflectividad).
- Fiscalización de los ingresos de la distribuidora (a través de tarifas). Ello de modo de asegurar que cubran la remuneración definida (dentro de un rango tolerable).
- Sistema tarifario transparente y claro, para los prestadores de servicios que interactúan en el sector de la distribución eléctrica.
- Pass-through de tarifas de red con una revisión de ajustes de equidad. Existencia de subsidios cruzados e incentivos para fomentar ciertos servicios alineados con lo establecido en la política energética (e.g. subsidios al fortalecimiento de redes para fomentar usos productivos en zonas rurales más aisladas, fomento a la autogeneración y almacenamiento distribuido).

En cuanto a la tarifa final que percibe el usuario, los elementos propuestos son:

- Estructura tarifaria simple para el sector residencial (e.g. volumétrica, con incentivos a la eficiencia), y transitar hacia una mayor costo-reflectividad para grandes usuarios, pero manteniendo esquemas simples (pagos de energía y potencia).
- Tarifas que se liberalizan gradualmente en la medida que se masifica la figura del comercializador y los clientes regulados pasan a ser libres. Sin embargo, se deben mantener las tarifas reguladas por defecto para los clientes que no se quieran liberalizar, y abrir la competencia manteniendo un control de la oferta comercial.
- Existencia de mecanismos de ajuste por equidad a través de subsidios cruzados. Estos deben ser implementados de manera transparente e informando al usuario.
- Tarificación transparente de uso de red como incentivo a DERs (e.g. para fomentar comercialización P2P).
- La CNE debe fijar las tarifas para segmento/clientes que mantienen un régimen regulado, mientras que la SEC debe asegurar el apego a reglamentos y normas tanto para el consumo como para la provisión de servicios (inyección/almacenamiento). Además, la FNE debe fiscalizar que las tarifas y contratos ofrecidos no incurran en prácticas anticompetitivas.

### 3.1.4 Comercialización

A nivel de la comercialización de energía se debe limitar el espacio monopólico y fomentar el surgimiento de espacios donde la provisión competitiva de servicios permite una mayor eficiencia (energética y económica), calidad de servicio, la participación de actores diversos y la reducción de impactos/externalidades del sistema eléctrico. En la medida que existan y se fomenten estos espacios de competencia, se deben reducir al máximo las regulaciones que rigidizan el movimiento de los actores e inhiben la innovación.

Elementos principales:

- El comercializador es el canal principal de interacción con los clientes para los servicios eléctricos desde la red. El comercializador debe intermediar entre el cliente y la distribuidora cuando sea necesario. No obstante, el cliente podría optar por otro intermediario, por ejemplo, una empresa ESCO para que se haga cargo de la cuenta del comercializador.
- El comercializador da garantías a los contratos de suministro con sus clientes a través de un mix de mecanismos (e.g. garantías, contratos de mediano y largo plazo, contratos de corto plazo y mercado spot). Los comercializadores podrían “comprar” los contratos existentes licitados por la CNE, con opción de mejorar condiciones y tomar espacios de prueba en la transición.
- La distribuidora cumple un rol sólo delante del medidor, respecto de la operación de redes que entregan un servicio de calidad y seguro.
- Existencia de comercializador por defecto, con tarifas reguladas para todo usuario que no elija liberarse, y para aquellos usuarios sujetos a comercialización regulada (e.g. por tamaño de cliente). Además, debe existir un comercializador de “último recurso” que se haga cargo de los clientes que pudieran quedar sin comercializador en caso de quiebra.

### 3.1.5 Integración de DERs

Los DERs por definición se desarrollan mejor en un espacio competitivo y, por lo tanto, es más eficiente la creación de un mercado competitivo. De esta manera, los DERs deben tener libre acceso y sin discriminación a las redes de distribución. El implementador de los DERs decide dónde instalarse y la operadora de la red debe tener la obligación de conectarlo a la red a través de un procedimiento claro y transparente.

Las tecnologías de DERs habilitan a los usuarios (o prosumidores) y a nuevos actores del mercado para fomentar una gestión eficiente de autogeneración y consumo energético; entregar servicios de red; e influir en la planificación y desarrollo del sistema eléctrico aguas arriba, tanto a escala de la distribución, como la transmisión y generación. Para que este nuevo abanico de servicios se desarrolle se requiere el surgimiento de nuevos modelos de negocio (e.g. agregadores de demanda, comercialización, gestión de información, P2P, digitalización del mercado). La velocidad y profundidad de la penetración y desarrollo de DERs en el sistema eléctrico dependerá de la articulación entre la regulación y el mercado, además del fortalecimiento del rol que juegan los diversos actores.

Elementos principales:

- Se promueve el desarrollo de los DERs abriendo espacios para la construcción de mercados competitivos. Los DERs son una respuesta eficiente, efectiva y juegan un rol fundamental en el futuro de la distribución.
- La distribuidora participa en el mercado DERs, pero se debe regular para la separación de actividades entre el espacio de monopolio natural y el espacio de innovación competitiva en el mercado, evitando el abuso de posición dominante. La “muralla china” debe ser “ancha y alta” entre el rol de la operación de las redes y los mercados de DERs.
- Los DERs tienen libre acceso a las redes. Además, las redes se deben comenzar a planificar con un rol del Coordinador u otro agente neutral, para una creciente participación de los DERs. Si existen los incentivos correctos y los DERs participan en el mercado, no debiese distorsionarse la valorización y tarifas de uso de las redes de distribución.
- Los consumidores de energía son los que deben pagar por el uso de las redes de distribución. Los DERs no debiesen pagar peajes (impuesto), sino que decidirán si entregan un servicio o gestionan un almacenamiento/autoconsumo en razón al funcionamiento del mercado (e.g. DERs que venden a otros usuarios o entregan servicios de flexibilidad, V2G).

### 3.1.6 Gestión de la información

Un desafío clave para el surgimiento de los DERs y nuevas propuestas de valor corresponde a generar una nueva gobernanza para la información de la demanda y oferta energética a escala de la distribución. La información no debe ser entendida como sólo “datos” sino como un flujo de interacciones tecnológicas con los equipos de medición de la electricidad. El acceso libre a la información del consumo energético por parte de los usuarios finales, así como la apertura que éstos hagan con quienes puedan ofrecerles mejores alternativas de suministro, es clave para el desarrollo y surgimiento de propuestas de valor que puedan competir para ofrecer un suministro eléctrico más limpio, seguro y accesible para los usuarios finales. Se propone la creación de un nuevo ente (el “gestor de información”) de carácter independiente, que se encargue de gestionar la información energética de los usuarios de la red.

Elementos principales:

- Los medidores inteligentes deben ser provistos por el gestor de información a través de un instalador. El instalador puede ser coordinado por el comercializador o la distribuidora.
- El encargado de la recolección de información es el gestor indistintamente de que la información sea recolectada por personal de la distribuidora o comercializadora.
- Existe un gestor independiente de la información (el que tiene características de monopolio regulado) sin interés comercial en distribución o en otros servicios energéticos a escala de la distribución.
- La información de los usuarios es de su propiedad. Se debe resguardar su privacidad, pero asegurando el acceso a información agregada, que no permita individualizar, de forma que habilite el surgimiento de mercados DERs.

- La información de operación de las redes de distribución es importante para la toma de decisiones comerciales/estratégicas de los proveedores DERs, el comercializador y agregador de demanda. Se debe asegurar el acceso libre a la información con agregación adecuada (la suficiente para que los clientes no puedan ser individualizados).
- Deben existir diferentes roles de regulación y fiscalización: parámetros técnicos/eléctricos similares a los existentes, con diferencias entre regulación (CNE) y fiscalización (SEC), complementados por temas de propiedad de la información y resguardo de usuarios (e.g. FNE, SERNAC).

## 3.2 Inodú

### 3.2.1 Visión

Los nuevos desafíos de la distribución eléctrica se resuelven sin modificar de manera considerable la ley vigente. Nuevos desafíos como calidad de servicio, incorporación de DER, aumento de demanda por la electrificación del transporte y climatización pueden ser vistos como desafíos “similares” a los que se enfrentó en las décadas pasadas al electrificar el país<sup>15</sup> y a los que el modelo normativo actual respondió exitosamente.

Esta visión se sustenta en un sistema de remuneración basado en costos eficientes presentes y futuros, donde los riesgos se reconocen apropiadamente en la tasa de descuento. La tarificación está condicionada al nivel de equidad tarifaria deseada, la simplicidad de estructuración que facilite el entendimiento de los usuarios, y la tensión que se podría producir con grupos de interés debido a los cambios en la estructura y el nivel actual de tarifas. Un comercializador que accede al mercado (aguas arriba) mediante contratos de suministro, y no directamente al mercado spot, generando ganancias de eficiencia limitadas al sistema. La arquitectura para el acceso y gestión de la Información diferencia los roles del instalador y del operador de medidores; la recolección de los datos; y gestión de la información. La gestión de la información se realiza de manera descentralizada, y cada cliente designa a quién le entrega su información.

---

<sup>15</sup> El aumento de la demanda se debió al incremento de la cobertura de la red y la densificación de los centros urbanos.

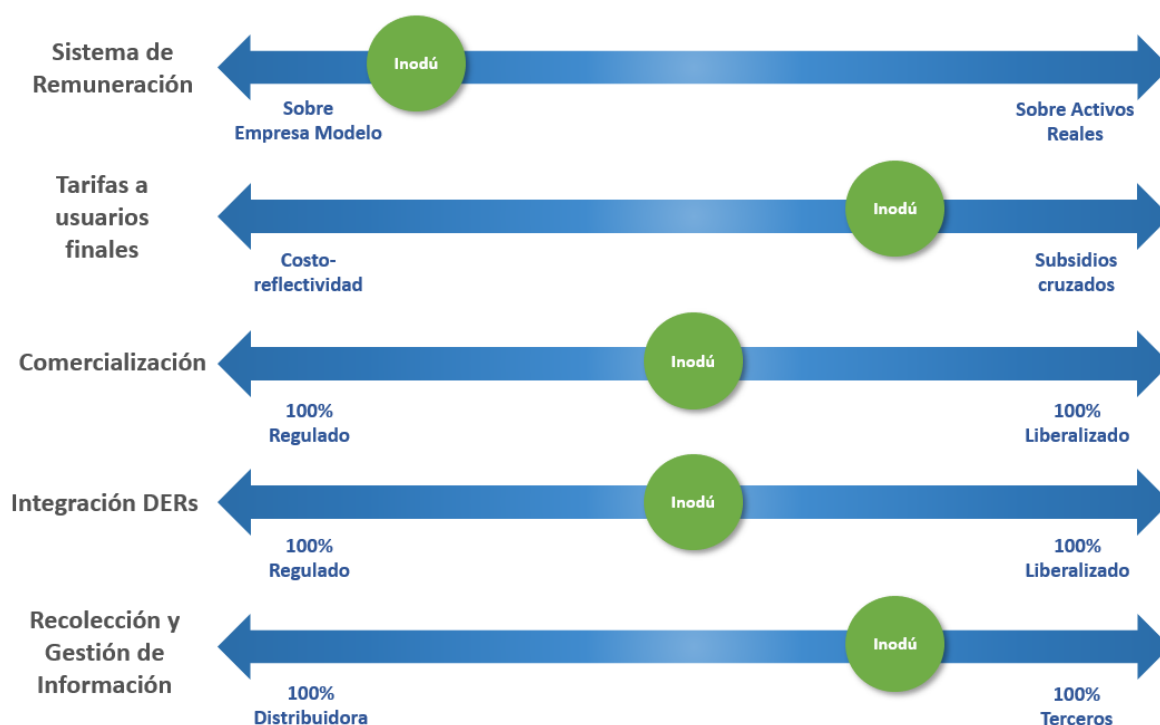


Figura 4. Posición de la propuesta de Inodú en los 5 ejes.

### 3.2.2 Remuneración

Se debe remunerar a la empresa de distribución considerando un sistema basado en una empresa de referencia dimensionada con costos eficientes (presentes y futuros - ambos modelos) para múltiples escenarios futuros. Los riesgos son principalmente asumidos por la empresa distribuidora y apropiadamente reconocidos en la determinación de la tasa de descuento. Se deben utilizar fórmulas de indexación para adaptar el valor de la empresa, ante la variación de costos no gestionables, en función de índices previamente definidos.

Elementos principales:

- Proceso de valorización que define los bordes de la empresa distribuidora y las diversas funcionalidades que debe atender a los usuarios de sus redes. Por ejemplo, definiendo el nivel de tensión, plataforma para nuevos usuarios, digitalización de procesos.
- Establecimiento de escenarios con distintos niveles de DER, vehículos eléctricos, y digitalización de funciones nuevos en los escenarios que evalúa la empresa. Los requerimientos definidos en la regulación vigente no son una barrera para que la penetración de nuevas tecnologías, ello depende de cómo se utilice y se evalúen escenarios.
- Introducción de KPIs previamente establecidos y adaptables en el tiempo en función de nuevas necesidades observadas o proyectadas en el dimensionamiento de la empresa de referencia. Los KPIs se deben diferenciar por el tipo de necesidades que se debe atender para los usuarios actuales de la distribuidora, teniendo también en consideración los nuevos usuarios que se espera atender en el horizonte de análisis. Por ejemplo, incluir un KPI por poda por requerimientos de seguridad.

- Las empresas distribuidoras gestionan la incertidumbre que enfrentan. El regulador no puede proteger a las empresas distribuidoras de todas las fuentes de incertidumbre. El regulador sólo debe utilizar mecanismos de reducción de aquella incertidumbre que pueda gestionar apropiadamente y donde, producto de su gestión sea oportuna, reduciendo costos tanto hacia los usuarios de las redes como para la empresa distribuidora.
- Revisión de la metodología actual utilizada para determinar tasa de descuento en el segmento de transmisión. Esta no considera apropiadamente los desafíos del segmento de distribución. Los riesgos en distribución no son equivalentes a los riesgos reales y percibidos en la tarificación de transmisión. Por lo tanto, la tasa de descuento mínima debe ser distinta, y el premio por riesgo también. Por ejemplo, la responsabilidad de adaptabilidad de redes ante circunstancias distintas a la prevista es 100% definida y gestionada por la distribuidora.
- Reestructuración de las fórmulas de indexación. Las fórmulas hasta hoy utilizadas buscan adaptar el valor de la empresa distribuidora ante costos cambiantes, no gestionables por la empresa ni el regulador, de manera de mantener un balance (ingresos y costos) constante. En la práctica han implicado alzas de tarifas que el sistema sociopolítico no está siendo capaz de aceptar y reflejar. Por lo tanto, no sólo es necesario la estructuración de las fórmulas de indexación, sino también el periodo y el umbral que define la percepción de traspaso hacia los clientes. Por ejemplo, pasando de un alza de costo de 10% en 6 meses tiene un mayor impacto hacia un alza paulatina, semanal, en el mismo periodo. No obstante, con ello no se evita el efecto de interrupciones de corto plazo como las observadas recientemente con el dólar.
- Procesos regulatorios oportunos, ya que los actuales tienen retardos importantes en su ejecución. Por lo tanto, al diseñar un sistema mejorado de remuneración de la empresa de distribución, es crítico tener en consideración su ejecución real teniendo en cuenta los recursos de la organización que ejecutará los procesos, sus interacciones con stakeholders, y una visión considere seriamente la automatización/digitalización de procesos.

### 3.2.3 Tarifas

Se debe definir un conjunto de tarifas (y los cargos que las componen), que pueda ser aplicado a distintos nichos de usuarios para recaudar no sólo el valor de la empresa distribuidora, sino también el conjunto de cargos existentes fuera del segmento de distribución que debe ser aplicado a cada tipo de usuario. Entre los aspectos a considerar se incluyen: Principio de causalidad de costo (i.e. cargos según nivel y oportunidad de uso); Objetivos de equidad (i.e. moderación de cargos ante condiciones similares de: ubicación geográfica, condición socioeconómica, producto ofrecido, calidad de producto & servicio, y/o afectación por impacto de generación local); y Simplicidad de aplicación y entendimiento por parte de los clientes y usuarios.

Elementos principales:

- Aplicación de todos los cargos del que el usuario sea responsable. La no aplicación actual de ciertos cargos que están presentes en la estructura regulatoria vigente fuera del alcance del segmento de distribución (principalmente en el segmento de

generación) está sustentada por la aplicación de tarifas reguladas que consideran los contratos de licitaciones reguladas. El hecho que un cliente opte por un régimen de cliente libre implica que ampliará la estructura de cargos de la cual puede ser responsable. Por ejemplo: cargos por servicios complementarios, seguridad de servicio, operación a mínimo técnico de termoeléctricas, precio estabilizado asociado a PMGD, impuesto a emisiones, entre otros. Algunos de estos cargos varían mensualmente y son difíciles de predecir y gestionar.

- Definición de nuevos requerimientos de equidad tarifaria que podrían tensionar el sistema sociopolítico. Actualmente se aplican requerimientos de equidad tarifaria (más bien igualdad tarifaria) en distintos niveles (generación y distribución). Tanto el cliente como el regulador<sup>16</sup> desconocen el impacto de las medidas de equidad tarifaria en la estructura de cargos. Por lo tanto, la definición de nuevos requerimientos de equidad tarifaria a aplicar en el futuro no sólo debe ir aparejada de un entendimiento de la condición actual. Sino que también, de una evaluación y aceptación de tensionar el sistema sociopolítico en el futuro. Debido a que habrá clientes que actualmente están siendo favorecidos por políticas de equidad (sin saberlo) que dejarán de estar en esa condición, y otros clientes que podrían ver incrementados sus cargos. Es deseable sincerar cargos por equidad vigentes.
- Diseño de mecanismos de transición que consideran criterios de simplicidad y un periodo de vigencia menor al ciclo esperable para la revisión regulatoria. La definición de un mecanismo de transición es tan importante como la definición del estado futuro al que se desea llegar. Si bien la regulación de la distribución no ha tenido cambios en más de 15 años, es esperable que los segmentos que se ven enfrentados a desafíos enfrenten ajustes en su regulación en periodos inferiores a 15 años. Por lo tanto, los mecanismos de transición deben ser diseñados considerando criterios de simplicidad y de periodo de vigencia menor al ciclo en que es esperable una revisión regulatoria.
- Introducción de medición inteligente. La aplicación de cambios en mecanismos de tarificación que consideren una mayor complejidad en la oportunidad en que se aplican distintas alternativas de cargos está condicionada a la disponibilidad de medición inteligente. Por lo tanto, la aplicación de nuevas tarifas, y el periodo de transición, está estrechamente aparejada a la materialización de dicha infraestructura.
- Moderación de las expectativas en los clientes respecto de los cambios reales del futuro de la distribución. El sistema tarifario es 100% visible al sistema social. Los cambios están sujetos a: disponibilidad de medición inteligente; respeto a contratos de licitaciones reguladas vigentes (que han sido fundamentales para desarrollo de las energías renovables contribuyendo a descarbonizar el sistema); y la disposición a tensionar el sistema sociopolítico al aplicar nuevos requerimientos de equidad y cargos más reflectivos de la oportunidad de uso de la energía.

---

<sup>16</sup> El regulador no cuenta con una evaluación del impacto de las medidas de equidad en los distintos segmentos de clientes.



### 3.2.4 Comercialización

Se debe fortalecer un ecosistema de comercializadoras de energía, que provean mecanismos (alternativas de contratos) que permitan a los clientes estabilizar y tener certeza sobre los costos de suministro. Por otra parte, los mecanismos deben permitir a los generadores estabilizar y tener certeza de sus ingresos considerando sus contratos heredados en licitaciones reguladas recientes. Es importante que las comercializadoras otorguen calidad de servicio (de atención) a los clientes, mantengan la integridad de la cadena de pagos en el sistema (hacia los generadores) y atiendan el segmento de clientes pasivos. El sistema de comercialización se debe hacer cargo de aquellos clientes que puedan quedar desatendidos producto de la quiebra de un comercializador.

Elementos principales:

- El comercializador no accede directamente al mercado spot para comprar la energía. Dado las necesidades de transformación del sector de generación (descarbonización y adaptación a requerimientos de confiabilidad derivados por alta penetración de energía renovable variable) el requerimiento de proveer estabilidad y certeza de ingreso al segmento de generación es crítico. Para satisfacerlo, el comercializador no debiera acceder directamente al mercado spot para comprar la energía que comercializa con sus clientes, sino que debe cumplir con requerimientos de contratación con generadores (tal como sucede con las distribuidoras en la actualidad). El regulador debería definir requerimientos mínimos para que el comercializador establezca un “conjunto” de contratos con objetivos de política pública.
- Diseño de una transición que dé certeza de los contratos regulados heredados. Lo anterior, dada la vigencia definida para los contratos, hace que sea crítico limitar las expectativas del impacto que pueda tener el comercializador en reducción de tarifas hacia los clientes y usuarios.
- El límite de 500 kW para clientes puede ser modificado previo informe del TDLC. Desde la perspectiva del cliente no hay motivo para mantener el límite de clientes regulados en 500 kW. No obstante, sí existe esa presión desde la perspectiva de estabilidad y certeza de contratos regulados heredados que fueron utilizados para financiar nueva infraestructura.
- Clara definición de la interfaz distribuidora-comercializadora-cliente: La implementación del comercializador implica que funcionalmente el cliente tendrá dos entidades que son responsables de su suministro: la distribuidora (por calidad de suministro, por ejemplo, frecuencia y duración de interrupciones) y el comercializador (por calidad de atención comercial). En este contexto, se torna crítico definir interfaces entre: 1. la distribuidora y el comercializador; 2. el comercializador y el cliente; y 3. la distribuidora y el cliente. El comercializador debe ser el ente responsable de la calidad de servicio (y procesos) asociado a la comercialización de energía (medición, facturación, estructuración de productos/tarifas, atención de consultas comercialización). La distribuidora debe ser el ente responsable de la calidad de suministro asociado a la provisión de energía (hacia el cliente).

### 3.2.5 Integración de DERs

Se debe fortalecer un ecosistema de entidades de integración de DERs, agregadores de demanda, y cargas gestionables en las redes de la empresa distribuidora o en clientes finales (detrás del medidor). Este ecosistema de poder definir y desarrollar sus sistemas de manera descentralizada basado en un conjunto de necesidades percibidas que se derivan de requerimientos de los clientes finales, la empresa distribuidora, los agregadores de demanda, los comercializadores, los generadores y el Coordinador.

Elementos principales:

- Se debe definir como “usuarios” de la red de distribución a las personas naturales u organizaciones cuyo suministro de electricidad se materializa a través de la red de distribución. También son usuarios de la red de distribución las personas naturales u organizaciones que suministran electricidad al sistema a través de la red de distribución. Los DERs, agregadores de demanda, y cargas gestionables, en la medida que utilizan la red de distribución, deben pagar por la infraestructura.
- La empresa distribuidora debe participar en la implementación de DERs en redes de distribución. Sin embargo, la implementación de DERs detrás del medidor del cliente, cargas gestionables y agregación de demanda estarían fuera de los bordes que definen a la empresa distribuidora (empresa distribuidora de giro exclusivo).
- Los DERs, agregadores de demanda y cargas gestionables pueden acceder a mercados de servicios energéticos cumpliendo requisitos mínimos definidos para cada mercado. El mercado se segmenta en función del producto que ofrecen quienes inyectan energía al sistema (no todos los MW inyectados son equivalentes). Por ejemplo, un DER puede acceder al mercado de SSCC si no opera con autodespacho (requerimientos de operación segura del sistema y responsabilidad de respuesta oportuna ante solicitudes del Coordinador) y cumple con requisitos establecidos en la Norma Técnica de SSCC; cargas gestionables podrían acceder a pagos por capacidad si cuentan con capacidad firme detrás del medidor.
- El desarrollo de los DERs, agregadores de demanda, y cargas gestionables está en parte condicionado al conocimiento de la red de distribución y requerimientos de operación de esta. Actualmente no se cuenta con antecedentes de mayores requerimientos regulatorios asociados a la operación de la red de distribución, fuera de aquellos requerimientos establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. La función del operador de la red de distribución es clave no sólo para facilitar el desarrollo de nuevos usuarios de la red de distribución, sino también la operación de estos nuevos usuarios (y por ende, en parte, para su desempeño comercial).
- El operador de la red de distribución debe<sup>17</sup>:
  - Preservar la continuidad y seguridad del servicio de distribución.
  - Facilitar la operación más económica del sistema eléctrico que realiza el Coordinador.

---

<sup>17</sup> El detalle de la propuesta de Inodú se encuentra en el “MEMO#08” página 201 de ISCI (2020).

- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema de distribución.
- Facilitar inversiones oportunas, eficientes y competitivas en la red de distribución.
- Garantizar el acceso abierto y no discriminatorio al sistema de distribución.
- Soportar a los usuarios (actuales y potenciales) de la red de distribución en realizar decisiones informadas mediante la provisión de información completa, precisa y oportuna.
- Coordinar con los actores que corresponda una planificación y desarrollo eficiente del sistema de transmisión y distribución considerando interacciones a través de los límites del sistema de transmisión y distribución, y/o a través de los límites de dos sistemas de distribución, según corresponda.

### 3.2.6 Gestión de la información

Se debe fortalecer un sistema de medición y gestión de datos (almacenamiento y transferencia selectiva) eficiente que provea información completa, precisa y oportuna a los distintos usuarios en función de los requerimientos funcionales que cada uno deba desarrollar. Se debe solicitar autorización, del cliente en caso del usuario final o la empresa distribuidora en caso de datos de la red de distribución, para compartir esta información.

Elementos principales:

- El encargado de instalar y mantener los sistemas de medición en el cliente debe ser el “operador de medición”. Estos “operadores de medición” generalmente están asociados al suministrador/comercializador quien es responsable del proceso de facturación, y tiene interés directo en contar con información completa, precisa y oportuna para realizar la actividad principal de su negocio. Este tipo de arquitectura ha sido implementada en el Reino Unido (i.e. “Meter Operators”).
- El encargado de instalar, mantener y operar los sistemas de medición que están localizados en las redes de la empresa distribuidora es la empresa distribuidora. La empresa distribuidora debe gestionar información operacional de la red porque es responsable de la operación y seguridad.
- Se utilizan protocolos de comunicación que no sean una barrera para los distintos usuarios. Se otorga una licencia al encargado de desarrollar y operar el sistema. La definición del estándar que utilizará el sistema es clave. Este tipo de arquitectura ha sido implementada en el Reino Unido (i.e. “Smart Meter Communication Licence”).
- La gestión de los datos de medición del cliente se realiza de manera descentralizada. Esto es, que no se requeriría un operador central de información, pues no tiene incentivos directos para proporcionar información completa, precisa y oportuna para usuarios con procesos críticos, por ejemplo, proceso de medición y facturación del comercializador.

- Los medidores inteligentes son capaces de almacenar datos, de manera descentralizada, por periodos que pueden superar un año (dependiendo de granularidad de la información). Los usuarios de la información pueden consultar el medidor a través del canal de comunicación estándar.
- El acceso a la información del usuario debe ser diferenciada según definición de funciones que cada usuario debe desarrollar. A petición del cliente se puede dar la información a un suministrador de servicios energéticos designado por el cliente (como se establece en la “Directiva 2012/27/UE, Artículo 10, 3(a)”):
  - Cliente: acceso a información completa.
  - Comercializador/suministrador: Al menos acceso a información alineada con requerimientos de estructura tarifaria; más información previa autorización.
  - Distribuidor: Al menos acceso a información con resolución de consumo mensual para fines de planificación (definición de bordes de distribución); más información previa autorización. Puede tener información de voltaje / estado on/off de generador distribuido detrás del medidor (por razones de seguridad y conocer estado de conexión de clientes). La información sólo puede ser utilizada para la función de planificador / operador de la red de distribución.
  - Suministrador de servicios energéticos (DER / Agregador de demanda): Sólo accede a información previa autorización del cliente.
- El acceso a la información técnica de los activos de la red de distribución y al estado operacional histórico y actual de esta se realiza mediante solicitudes al operador de la red de distribución. Este tiene la responsabilidad de asistir a los usuarios (actuales y potenciales) de la red de distribución en realizar decisiones informadas mediante la provisión de información completa, precisa y oportuna.

### 3.3 Universidad de Chile

#### 3.3.1 Visión

La distribución eléctrica está cambiando radicalmente debido a la penetración de nuevos recursos energéticos distribuidos, la electrificación del transporte y otros vectores energéticos (calefacción/refrigeración), la descarbonización de la matriz y la necesidad por aumentar los niveles de calidad de suministro.

Luego, se requiere adaptar diversos aspectos del modelo actual de la distribución eléctrica. Entre ellos se incluyen, el diseño de un mecanismo de **remuneración** que entregue las señales adecuadas a inversionistas para todas aquellas decisiones que se alinean con la política pública de la manera más eficiente posible. Un sistema de **tarificación** más costo-reflectiva y con una mayor granularidad espacial y temporal, que dé señales más adecuadas a los usuarios de la red quienes se vuelven más responsivos al precio de la energía. Una **comercialización** competitiva donde todos los usuarios tengan acceso a varios suministradores potenciales. Un acceso abierto para **DERs**, quienes pueden proveer servicios a mercados locales y sistémicos en igualdad de condiciones con otros medios energéticos. El **acceso y gestión de la información** es manejado por un nuevo ente centralizado, asegurando que este acceso y gestión sea oportuno e igualitario para

operadores, comercializadores y agregadores, resguardando la privacidad en los casos pertinentes.

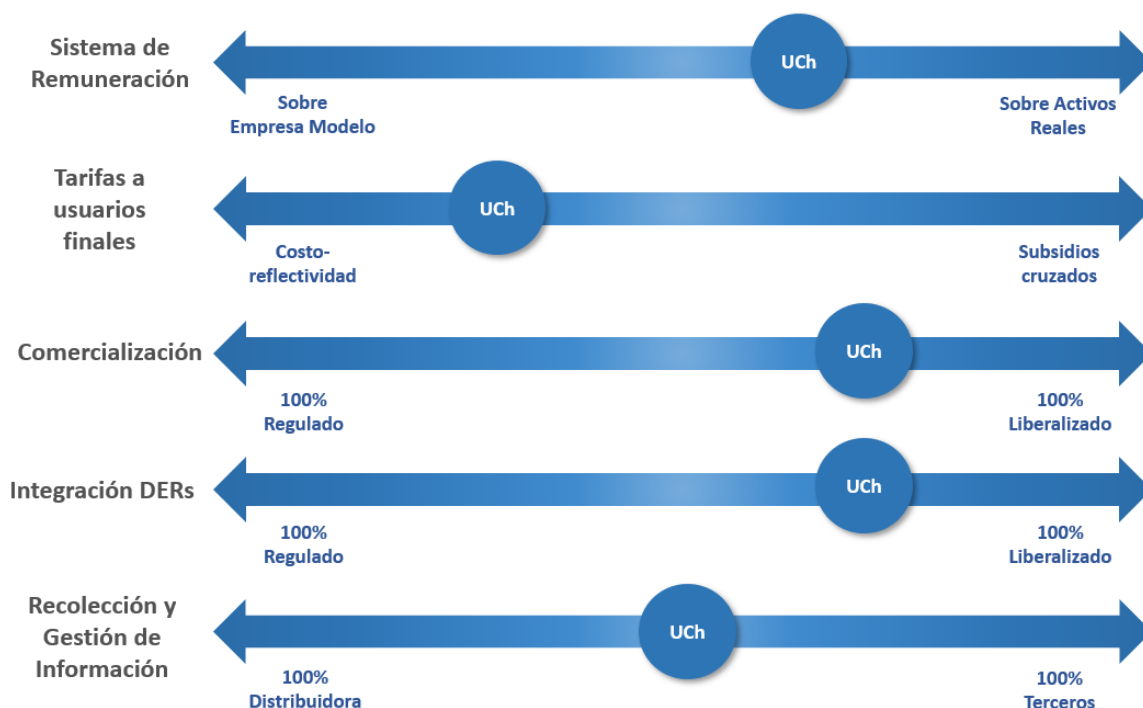


Figura 5. Posición de la propuesta de U. Chile en los 5 ejes.

### 3.3.2 Remuneración

Se debe avanzar hacia un mecanismo de remuneración que entregue las señales adecuadas a los inversionistas para alinear la toma de decisiones con los objetivos de la política pública de la manera más eficiente posible.

Elementos principales:

- Se debe implementar una regulación por incentivos, reformando el principio de empresa modelo *greenfield* por el de empresa modelo *brownfield*, ello supone:
  - La empresa modelo no se construye desde cero, sino que reconoce el legado/evolución pasada de las redes.
  - La empresa modelo (informada por planes de la empresa) fija una línea base para los ingresos a futuro, considerando distintos escenarios de desarrollo que permitan informar el diseño de fórmulas de indexación.
- Se debe establecer un mecanismo de incentivos (simétrico en premios y castigos) para mejorar indicadores de desempeño relevantes a la luz de la política pública tales como: calidad de servicio (técnica y comercial), eficiencia en la tramitación de nuevas conexiones, sustentabilidad y cuidado del entorno, entre otros.

- Se debe diferenciar entre costos gestionables y no (i.e. exógenos), contando con mecanismos de pass-through (e.g. variación en los costos de las pensiones que la empresa distribuidora deba pagar a sus empleados).
- Deben existir mecanismos de incertidumbre (e.g. re-openers, indexaciones avanzadas) con riesgo volumétrico acotado y con un cálculo adecuado de la tasa de retorno acorde a los riesgos del negocio regulado (e.g. CAPM).
- Debe existir una base de activos reales y planes de expansión para decisiones estratégicas (e.g. calidad crítica, innovación, coordinación entre generación-transmisión-distribución, eficiencia de largo plazo, negociaciones comunitarias).
- Realización de un proceso participativo que involucre a los actores relevantes de manera decidir con la comunidad soluciones específicas.
- Debe existir un menú de contratos como mecanismo para hacer frente a los problemas de calidad de la información (i.e. asimetrías de información).
- La CNE quedaría a cargo de regular e implementar el proceso de remuneración, mientras que la SEC puede dedicarse a monitorear y recolectar indicadores de desempeño.

### 3.3.3 Tarifas

Se debe avanzar hacia una tarificación más costo-reflectiva y con mayor granularidad espacial y temporal, de forma que dé señales más adecuadas a los usuarios de la red tornándose más responsivos al precio de la energía.

Entre los elementos principales propuestos en relación a la componente de distribución en la tarifa se incluyen:

- Diseño de tarifas para remunerar los servicios de la empresa distribuidora, pagado por los comercializadores, pero traspasado íntegramente a los consumidores (pass-through).
- Diseño de tarifas para recuperar exactamente el volumen total de remuneración definido para cada empresa de distribución.
- Diseño de tarifas de distribución deben ser costo-reflectivas con una mayor granularidad espacial y temporal. Esto es importante especialmente en el contexto de respuesta a precios. Idealmente, las tarifas reflejan:
  - En el corto plazo, el nivel de congestiones y de pérdidas de la red.
  - En el largo plazo, el costo incremental de desarrollo.
- Las tarifas incorporan una parte a recuperar en función de una socialización de costos (idealmente la componente de costos fijos).
- Las tarifas son distintas para la generación y la demanda, siguiendo el concepto de costo-reflectividad. Una excepción a ello es que se quiera dar un impulso temporal a soluciones como la generación distribuida u otros DERs.
- Las tarifas consideran la posibilidad de incorporar subsidios cruzados para atender problemas asociados a pobreza energética.

Entre los elementos principales propuestos en relación a la tarifa final que percibe el usuario se incluyen:

- Una estructura de tarifas al cliente final de libre elección del comercializador (componentes no reguladas), con algunas restricciones con respecto a las componentes reguladas de costos y a la pertenencia de clientes a distintas clases.
- Es el comercializador quien incurre en el pago de los distintos contratos de suministro, gestionando la venta de energía al cliente final.
- Regulación de algunos de los planes de las comercializadoras destinados a los clientes pasivos. La FNE monitorea el mercado para detectar situaciones anómalas, especialmente con clientes que presenten una baja elasticidad al precio o un bajo compromiso en la actividad de cotización y comparación.
- Las regulaciones que persigan un mejor nivel de equidad cuentan con mecanismos complementarios para ayudar a clientes vulnerables (e.g. bono adicional o plan especial de consumo).
- La CNE es quien establece el marco regulatorio para la comercialización y las tarifas para clientes pasivos, apoyado por un monitoreo de competencia de la FNE.

### 3.3.4 Comercialización

La comercialización se hace en forma competitiva, donde todos los usuarios tengan acceso a varios suministradores potenciales.

Entre los principales elementos se incluyen:

- La comercialización es competitiva y accesible para todos los clientes en el largo plazo.
- Las comercializadoras pueden comprar la electricidad utilizando una serie de instrumentos contractuales (e.g. bilaterales y regulados) y también directamente en el mercado spot. La comercializadora suministra electricidad mediante “planes” que ofrece a los clientes finales.
- Las comercializadoras deben contar con una “licencia de comercialización”. Para acceder a ella se les exigen requisitos de índole financiera y de infraestructura. También, se les exige desintegración vertical de acuerdo a la Normativa Europea (separación legal con la operación de las redes).
- Se incorpora la figura de la comercializadora de “último recurso” (i.e. la que se hace cargo de suministrar electricidad a los clientes de una comercializadora que quiebra). Este rol lo puede cumplir la distribuidora, quien traspasa al cliente un precio que no distorsione el mercado. Particularmente, se hace a través de una tarifa ex-post que refleje las compras al mercado spot y con un límite temporal de estadía (e.g. 3 meses).
- Los clientes pasivos son atendidos por una comercializadora “por defecto” quien traspasa un precio regulado determinado mediante mecanismos competitivos. Particularmente, se propone que la comercializadora “por defecto” sea licitada por

la autoridad mediante un proceso competitivo (similar al caso de las pensiones<sup>18</sup>). La comercializadora “por defecto” se licita con una frecuencia dada y los clientes deben cumplir con obligaciones de estadía.

- Se debe contar con mecanismos de suficiencia, por ejemplo, exigiendo a la comercializadora, como mínimo, un respaldo con generación propia o instrumentos financieros de largo plazo con suficiencia certificada (PPA, Call Options, entre otros). Lo anterior, se puede complementar con otros mecanismos de capacidad.
- Se debe crear un mecanismo de transición desde el sistema actual al nuevo, mediante el cual se vaya rebajando gradualmente el límite para clientes regulados a medida que se vayan venciendo los contratos existentes (licitados por la CNE). Además, debe existir una comercializadora temporal con poderes limitados para re-comercializar la energía de los contratos existentes (licitados por la CNE).

### 3.3.5 Integración de DERs

Los DER se desarrollan mediante un acceso abierto, pudiendo proveer servicios a mercados locales y sistémicos en igualdad de condiciones con otros medios energéticos.

Entre los elementos principales se incluyen:

- Una entrada de agregadores y DERs sin obstáculos, de manera que puedan agregar valor cada vez que existan agregadores o inversionistas dispuestos a invertir/operar.
- Libre acceso a la red para los DERs por un tiempo razonable. Sin embargo, en el corto plazo podrían tener algunas restricciones de capacidad instalada máxima por restricciones técnicas de la red.
- Coordinación de los DERs por un agregador que responda a señales (técnicas y económicas) enviados por un operador de red de distribución y/o transmisión (i.e. DSO y/o TSO).
- Cobros de acceso/uso de las redes para los DERs como cualquier otro usuario.
- Los servicios que pueden ofrecer los agregadores son de carácter voluntario, a diferencia de la comercialización convencional.
- Existe regulación de forma que:
  - No existan trabas contractuales que limiten la proliferación de nuevos servicios entre consumidores y agregadores.
  - Existan ofertas de los agregadores claras y transparentes, de manera de proteger a los consumidores.

---

<sup>18</sup> Cada dos años, la Superintendencia de Pensiones realiza una licitación de la cartera de nuevos afiliados al sistema de AFP, que se adjudica a la administradora que cobre la comisión más baja.



- Se debe habilitar a los operadores de red (tanto transmisión como distribución) y a otros usuarios para que puedan comprar servicios de DER mediante comercializadores/agregadores.

### 3.3.6 Gestión de la información

Se debe avanzar hacia un acceso y gestión de la información manejado por un nuevo ente centralizado, de forma que este acceso y gestión que sea oportuno e igualitario para operadores, comercializadores y agregadores, resguardando la privacidad en los casos pertinentes.

Entre los elementos principales se incluyen:

- La gestión de la información, proveniente de medidores inteligentes, se debe realizar en conjunto entre las empresas operadoras de red y un nuevo ente centralizado que asegure el acceso rápido, confiable y justo a todos los comercializadores del mercado. Esto permite un funcionamiento eficiente tanto de la red como del mercado.
- La operadora de red debe ser la encargada de recolectar la información desde los medidores e informarlos con la frecuencia y formatos requeridos por el nuevo ente centralizado.
- Este nuevo ente centralizado debe almacenar la información y ponerla a disposición de los usuarios mediante una única plataforma, además de realizar aquellos análisis que pueden ser beneficiosos para el sistema.
- Todos los comercializadores y agregadores pueden tener acceso a la información agregada de los consumidores.
- Todos los comercializadores y agregadores pueden tener acceso a la información desagregada (por cliente), siempre y cuando, el cliente lo autorice previamente.
- El protocolo de transmisión de datos debe estar normado.
- La SEC debe monitorear los indicadores de desempeño de las empresas de distribución y del nuevo ente central, velando que se cumplan los (nuevos) estándares de calidad para esta actividad.
- La CNE debe regular la relación entre los participantes y todas las actividades del nuevo ente.

## 4. Evaluación de las alternativas y sus impactos

### 4.1 Remuneración

En la Figura 6 se visualizan las tres propuestas en el eje temático "remuneración", y cómo estas se posicionan entre los extremos de "empresa modelo" y "activos reales". Si bien es cierto que todas las propuestas modifican en cierta forma la metodología empleada actualmente, la que propone un cambio mayor es la propuesta de la Universidad de Chile que establece una regulación por incentivos y reforma el principio de empresa modelo, por

el de empresa de modelo *brownfield*. De esta manera, el modelo empleado reconoce el legado/evolución pasado de las redes, y da incentivos en base a rendimientos y/o inversiones reales. En función de lo anterior, es que se ubica más cercano a una metodología de activos reales. Por su parte, las propuestas de Inodú y Acera/Acesol, se ubican más cercanas a la empresa modelo, ya que plantean ajustes al sistema actual, pero sin incorporar elementos de activos reales al nivel que la Universidad de Chile propone. Inodú propone reconocer parte de los costos reales usando la legislación actual, es decir, a través de una mejor implementación del proceso de VNR llevado por la SEC. Acera/Acesol propone mantener el concepto de empresa modelo, incorporando ajustes al sistema de remuneración a partir de revisiones de ganancias por plusvalía, y modificando el punto óptimo del sistema con la introducción de nuevas tecnologías. Un punto de acuerdo en todas las propuestas es la necesaria modificación en la metodología definida para determinar la tasa de descuento, buscando reflejar de una mejor manera los riesgos asociados al negocio.



Figura 6. Posición de propuestas en el eje Remuneración.

#### 4.1.1 Impactos

- **Eficiencia:** Las propuestas de la U. de Chile y Acera/Acesol incorporan fomento a inversiones estratégicas de largo plazo, lo que, al menos en teoría, apunta hacia una mayor eficiencia. La propuesta de Inodú se entiende como neutra en el sentido que no presenta cambios sustantivos al sistema de remuneración actual en base a que lo considera adecuado.
- **Competencia:** Las tres propuestas proponen avanzar hacia valorizar y remunerar los servicios de red que pueden entregar los prosumidores y otros actores del sector de distribución, lo cual promueve la creación de nuevos mercados competitivos.
- **Asequibilidad y equidad:** Los sistemas de remuneración, tal como lo han planteado los tres proponentes, no impactan directamente en la asequibilidad y equidad.
- **Calidad del servicio:** Las tres propuestas consideran incorporar KPIs de calidad de servicio, lo cual desde la perspectiva del proponente incentivaría a la distribuidora a proveer un mejor servicio de red.
- **Innovación y modernización del sector:** Tanto la propuesta de Acera/Acesol como la U. de Chile modernizan el modelo de remuneración e incorporan incentivos a la innovación por medio KPIs. La propuesta de Inodú se considera neutra ya que no propone medidas específicas para fomentar la innovación.
- **Descarbonización:** Tanto la propuesta de Acera/Acesol como la de la U. de Chile incluyen incentivos para que la distribuidora promueva la sustentabilidad, sin embargo, la propuesta de Acera/Acesol es más agresiva proponiendo premiar a la

distribuidora por integrar más DERs a la red. La propuesta de Inodú se considera neutra por no tener incentivos específicos para la descarbonización.

- **Resguardo de Información y Transparencia:** Los cambios planteados al sistema de remuneración por los tres proponentes no impactan directamente al resguardo y transparencia de la información.
- **Simplicidad de implementación:** Las propuestas de Acera/Acesol y U. de Chile proponen modificaciones a la metodología actual, que requieren el desarrollo de nuevos modelos y procedimientos para su implementación. Por su parte, la propuesta de Inodú no presenta cambios sustantivos al procedimiento actual, por lo que el nivel de complejidad de implementación no supone mayores desafíos con respecto al actual. Sin perjuicio de lo anterior, los tres proponentes concuerdan que el regulador debe tener un rol más activo y debe desarrollar nuevas competencias.

Tabla 3. Impactos de las propuestas en el eje “Sistema de Remuneración”.

Sistema de Remuneración			
Criterio	U. de Chile	Inodú	Acera/Acesol
Eficiencia	+	Neutro	+
Competencia	+	+	+
Asequibilidad y Equidad	N/A	N/A	N/A
Calidad del servicio	+	+	+
Innovación y Modernización del sector	+	Neutro	++
Descarbonización	+	Neutro	++
Resguardo de Información y Transparencia	N/A	N/A	N/A
Simplicidad de implementación	-	Neutro	-

#### 4.1.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas

La Tabla 4 resume los grandes elementos de convergencia y divergencia entre las propuestas. Estos se han agrupado en torno a tres grandes elementos: empresa modelo como referencia del sistema de remuneración, cómo se incorpora el riesgo, y quién lo asume, y la incorporación de indicadores de desempeño asociados a la remuneración. En el caso de las convergencias, se indica si es “total”, es decir, si las 3 propuestas son coincidentes, o si es “parcial”, cuando dos de ellas son coincidentes.

Tabla 4. Convergencias y divergencias de las propuestas en “Sistema de Remuneración”.

	<b>Convergencias</b>	<b>Divergencias</b>
Empresa modelo	<p><b>Total:</b> Ninguno de los tres proponentes considera que la remuneración debe calcularse sólo a partir de costos reales.</p>	<p><b>Inodú:</b> Mantiene modelo actual de remuneración, salvo con pequeños cambios<sup>19</sup>.</p> <p><b>U. de Chile:</b> Empresa que reconoce el legado (<i>brownfield</i>), mezcla costos empresa eficiente y activos reales (menú de contratos).</p>
Riesgos	<p><b>Total:</b> Los riesgos deben repartirse entre la distribuidora y consumidores. Los riesgos asumidos por la distribuidora se deben reconocer explícitamente en la tasa de descuento.</p> <p><b>Total:</b> Necesidad de revisar la metodología para calcular la tasa de descuento.</p>	<p>Los proponentes tienen diferencias leves entre qué riesgos deben asumir los consumidores y cuáles las distribuidoras.</p> <p><b>U. de Chile:</b> Traspasar a la distribuidora sólo los riesgos (endógenos) que puede gestionar eficientemente. El resto de los riesgos/costos pueden ser traspasados al consumidor.</p>
Indicadores de desempeño (KPIs)	<p><b>Total:</b> Definir KPIs asociados a los objetivos de política pública (adicionales a KPIs particulares del sector de la distribución).</p> <p><b>Parcial: U Chile y Acera/Acesol:</b> Proponen KPIs simétricos, es decir, con premios y castigos de acuerdo al desempeño de la empresa distribuidora.</p>	<p><b>Acera/Acesol:</b> Propone KPIs de descarbonización asociados a la remuneración de la distribuidora (e.g. premiar por integrar más DERs a la red).</p> <p><b>Inodú:</b> Plantea definir de mejor manera los cumplimientos normativos y su reconocimiento en el proceso. En caso de incumplimiento, propone sanciones a las distribuidoras por no cumplimiento de KPIs. Propone, regulación sin incentivos.</p>

<sup>19</sup> Inodú propone reconocer parte de los costos reales usando la legislación actual, a través de una mejor implementación del VNR.

## 4.2 Tarifas

En la Figura 7 se visualizan las tres propuestas en el eje temático "tarifas", y cómo estas se posicionan entre los extremos de "costo-reflectividad" y "subsidijs cruzados". Las tres propuestas plantean avanzar paulatinamente hacia tarifas más costo-reflectivas, aunque difieren en el nivel de costo-reflectividad que se desea alcanzar. La Universidad de Chile sugiere un mayor grado de costo-reflectividad (temporal y espacial) con respecto a los otros dos proponentes, y plantea resolver los problemas de equidad tarifaria a través de mecanismos complementarios (e.g. subsidijs directos a hogares vulnerables). Acera/Acesol se ubica en una posición intermedia, ya que propone un alto grado de costo-reflectividad para clientes no residenciales, mientras que para clientes residenciales propone menor costo-reflectividad. Lo anterior, debido a que Acera/Acesol prioriza la simplicidad tarifaria en los clientes residenciales y considera que deben existir subsidijs cruzados para mejorar la equidad tarifaria. Inodú propone un nivel de costo-reflectividad ligeramente mayor con respecto al actual, ya que prioriza la simplicidad y equidad en las tarifas por sobre la costo-reflectividad.



Figura 7. Posición de propuestas en el eje Tarifas.

### 4.2.1 Impactos

- **Eficiencia:** La U. de Chile propone un mayor grado de costo-reflectividad con respecto a las otras 2 propuestas, lo que se traduce en mayor eficiencia económica. Acera/Acesol considera aumentar la costo-reflectividad para grandes y medianos clientes, pero mantener la tarifa volumétrica para pequeños clientes. Inodú propone un nivel de costo-reflectividad relativamente similar al actual.
- **Competencia:** Se considera que las tarifas no impactan directamente en la competencia. Sin embargo, pueden repercutir indirectamente sobre ella al valorizar nuevos servicios a la red que entregan los prosumidores. Este impacto indirecto, se incluyó en la evaluación del eje "Remuneración" y no de "Tarifas".
- **Asequibilidad y Equidad:** Los tres proponentes consideran la equidad tarifaria como un principio deseable, pero proponen distintos mecanismos para resolverla. Mientras Inodú y Acesol/Acera proponen subsidijs cruzados, en el caso de Inodú, la propuesta involucra un grado mayor de subsidijs y menor nivel de granularidad con respecto a las otras dos propuestas. La U. de Chile, por su parte, apela al uso de mecanismos complementarios.
- **Calidad del servicio:** Se considera que las tarifas no impactan directamente en la calidad de servicio.

- **Innovación y modernización del sector:** Se considera que los sistemas tarifarios con mayor granularidad impactan positivamente la innovación y modernización del sector<sup>20</sup>.
- **Descarbonización:** Las tarifas, tal como las han planteado los tres proponentes, no impactan directamente en la descarbonización de la red.
- **Resguardo de Información y Transparencia:** Se considera que las tarifas, tal como las han planteado los tres proponentes, no impactan directamente al resguardo y transparencia de la información.
- **Simplicidad de implementación:** El diseño de tarifas más granulares implica una mayor complejidad de implementación, tanto por la infraestructura tecnológica necesaria como por el diseño de las nuevas tarifas. Inodú no propone grandes cambios en la granularidad de tarifas con respecto a lo que ya existe.

Tabla 5. Impactos de las propuestas en el eje “Tarifas”.

Tarifas			
Criterio	U. de Chile	Inodú	Acera/Acesol
Eficiencia	++	Neutro	+
Competencia	N/A	N/A	N/A
Asequibilidad y Equidad	+	++	+
Calidad del servicio	N/A	N/A	N/A
Innovación y Modernización del sector	+	Neutro	+
Descarbonización	N/A	N/A	N/A
Resguardo de Información y Transparencia	N/A	N/A	N/A
Simplicidad de implementación	--	Neutro	-

#### 4.2.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas

La Tabla 6 resume los grandes elementos de convergencia y divergencia entre las propuestas. Estos se han agrupado en torno a cinco grandes elementos: diseño para pago de redes de distribución, nivel de costo-reflectividad, nivel de equidad tarifaria, tarifas del comercializador y fiscalización. En el caso de las convergencias, se indica si es “total”, es decir, si las 3 propuestas son coincidentes, o si es “parcial”, cuando dos de ellas son coincidentes.

<sup>20</sup> Existe una diferencia de interpretaciones al respecto. Acera/Acesol considera que nuevas tarifas que promuevan/faciliten los DERs sí tienen un impacto positivo en la innovación/modernización del sector. Inodú considera que no deberían considerarse como una innovación/modernización del sector.

Tabla 6. Convergencias y divergencias de las propuestas en “Tarifas”.

	<b>Convergencias</b>	<b>Divergencias</b>
Diseño para pago de redes de distribución	<b>Total:</b> Pass-through <sup>21</sup> de costos. No obstante, Inodú detalla que sólo si el actor que hace el pass-through puede gestionar ese costo.	<b>Acera/Acesol:</b> Estructura tarifaria que considere que la comercialización P2P no utiliza toda la red (i.e. tarifas costo-reflectivas sobre la porción de la red que utilizan). <b>U. de Chile:</b> Diferenciar tarifas de uso de la red para generación y consumo (siguiendo el concepto de costo-reflectividad).
Nivel de costo-reflectividad	<b>Total:</b> Avanzar paulatinamente, en aquellos clientes que tengan poder de respuesta propio o agregado, hacia tarifas más costo-reflectivas a medida que se liberaliza la comercialización. Sin embargo, difieren en el nivel de costo-reflectividad propuesto.	<b>Inodú:</b> Nivel de costo-reflectividad y granularidad levemente mayor al actual con la posibilidad de diferenciar por tipo de cliente <sup>22</sup> . <b>Acera/Acesol:</b> Mayor grado de granularidad, pero enfocado en clientes no residenciales. Para los clientes residenciales prioriza la simplicidad por sobre la costo-reflectividad. <b>U de Chile:</b> Avanzar hacia mayor granularidad espacial y temporal.
Nivel de equidad tarifaria	<b>Total:</b> La equidad tarifaria es deseable y se debe avanzar para que sea mayor a la que existe actualmente. Sin embargo, el nivel debe ser definido por principios de la política pública. No hay consenso en el grado ni el mecanismo de implementación.	<b>U. de Chile:</b> Mediante mecanismos complementarios (e.g. subsidios directos a hogares vulnerables). <b>Acera/Acesol:</b> Mediante subsidios cruzados. <b>Inodú:</b> Mediante subsidios cruzados.
Tarifas del comercializador	<b>Total:</b> Para clientes pasivos, deben existir tarifas reguladas. <b>Total:</b> Debiesen existir ciertas obligaciones que eliminen la posibilidad para algunos clientes de acceder, de forma inadecuada, a tarifas muy desajustadas a su realidad.	

<sup>21</sup> Costos traspasados directamente al cliente, quien es el que toma el riesgo de la volatilidad de este precio.

<sup>22</sup> Inodú enfatiza que no es necesario legislar sobre esta materia, ya que la ley actual permite a la CNE estructurar y definir las tarifas de acuerdo a sus criterios. Sin embargo, la definición de equidad tarifaria sí requeriría legislación.

	Convergencias	Divergencias
Fiscalización	<p><b>Total:</b> Debe existir un mayor involucramiento de la FNE para fiscalizar el mercado de la comercialización y evitar abusos, especialmente en caso de segmentos de menor elasticidad. Para ello, será clave dotar a la FNE de mayores recursos y más especializados.</p> <p><b>Total:</b> Reforzamiento de las instituciones sectoriales. Todos coinciden en la necesidad de reforzar al regulador para que pueda cumplir de mejor manera sus funciones.</p>	

### 4.3 Comercialización

En la Figura 8 se visualizan las tres propuestas en el eje temático "comercialización", y cómo estas se posicionan entre los extremos de "100% regulado" y "100% liberalizado". Las tres propuestas plantean avanzar paulatinamente hacia la liberalización del mercado, bajando gradualmente el límite para clientes libres. También, las tres propuestas consideran la necesidad de balancear el objetivo de crear un mercado competitivo versus las regulaciones necesarias para proteger a los consumidores. No obstante, las propuestas difieren en el nivel de liberalización. La Universidad de Chile y Acera/Acesol proponen liberalizar los clientes a medida que se vayan venciendo los contratos licitados por la CNE, como también la posibilidad de que estos contratos puedan ser renegociados y ser asumidos por un comercializador de transición. Sin embargo, la Universidad de Chile y Acera/Acesol no se ubican en el extremo "100% liberalizado" ya que proponen regulaciones que protejan a los consumidores como: el comercializador de "último recurso", comercializador por "defecto", y limitaciones a posibles contratos abusivos. Inodú se ubica en un punto intermedio entre los dos extremos ya que propone mayores regulaciones para el comercializador y que este no pueda acceder directamente al mercado spot para comprar la energía que comercializa con sus clientes.



Figura 8. Posición de propuestas en el eje Comercialización.



### 4.3.1 Impactos

- **Eficiencia:** La introducción del comercializador busca mejorar la eficiencia y crear nuevas propuestas de valor a través de la apertura de la competencia en la venta de energía para los actuales clientes regulados, aunque no es claro que conlleve a una baja en precios.
- **Competencia:** La creación de un mercado de comercializadores abre la competencia del sector, por lo que la impactaría positivamente.
- **Asequibilidad y Equidad:** La introducción de la figura del comercializador, tal como lo han planteado los tres proponentes, no afecta la asequibilidad y equidad del modelo actual.
- **Calidad del servicio:** La figura del comercializador mejoraría la calidad de servicio comercial<sup>23</sup>. La calidad de servicio de suministro no debiera verse impactada porque depende de la operadora de red (distribuidora).
- **Innovación y modernización del sector:** La creación de un nuevo mercado de comercializadores impactaría positivamente la modernización el sector, creando nuevas ofertas de valor para los usuarios e innovación a partir de la competencia.
- **Descarbonización:** La introducción de la figura del comercializador, tal como lo han planteado los 3 proponentes, no impacta el nivel de descarbonización del sector.
- **Resguardo de Información y Transparencia:** La introducción de la figura del comercializador, tal como las han planteado los 3 proponentes, no impacta directamente en el resguardo y transparencia de la información.
- **Simplicidad de implementación:** La creación de un mercado de comercialización para los actuales clientes regulados, implica una mayor complejidad de implementación con respecto al modelo actual.

Tabla 7. Impactos de las propuestas en el eje “Comercialización”.

Comercialización			
Criterio	U. de Chile	Inodú	Acera/Acesol
Eficiencia	++	+	++
Competencia <sup>24</sup>	+	+	+
Asequibilidad y Equidad	Neutro	Neutro	Neutro
Calidad del servicio	+	+	+
Innovación y Modernización del sector	+	+	+
Descarbonización	Neutro	Neutro	Neutro

<sup>23</sup> Aunque dependerá de la manera en que es implementada.

<sup>24</sup> Se evaluó si la propuesta permite, en teoría, abrir a una mayor competencia en el sector.

Comercialización			
Criterio	U. de Chile	Inodú	Acera/Acesol
Resguardo de Información y Transparencia	N/A	N/A	N/A
Simplicidad de implementación	-	-	-

### 4.3.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas

La Tabla 8 resume los grandes elementos de convergencia y divergencia entre las propuestas. Estos se han agrupado en torno a cuatro grandes elementos: creación de un mercado liberalizado y competitivo; contratos de energía a los que accede el comercializador aguas arriba; comercializador de último recurso; y relación con clientes. En el caso de las convergencias, se indica si es “total”, es decir, si las 3 propuestas son coincidentes, o si es “parcial”, cuando dos de ellas son coincidentes.

Tabla 8. Convergencias y divergencias de las propuestas en “Comercialización”.

	Convergencias	Divergencias
Creación de un mercado liberalizado y competitivo	<p><b>Total:</b> Transitar hacia la liberalización del mercado, bajando gradualmente el límite para clientes libres. Lo anterior, a medida que se vayan venciendo los contratos licitados por la CNE. No obstante, diferencias en la agresividad de la liberalización.</p> <p><b>Total:</b> CNE no debiera realizar nuevas licitaciones para clientes regulados.</p> <p><b>Total:</b> Necesidad de balancear el objetivo de crear un mercado competitivo versus las regulaciones necesarias para proteger a los consumidores. Si se solicitan demasiados requisitos al comercializador, terminará siendo una barrera de entrada.</p>	<p>Transición con contratos existentes:</p> <p><b>U. de Chile/Acesol/Acera:</b> Se pueden renegociar algunos de los contratos licitados por la CNE para que un comercializador de transición se haga cargo de ellos.</p> <p><b>Inodú:</b> Los contratos ya licitados por la CNE no deberían renegociarse ya que genera incertidumbre.</p> <p>Comercializador por defecto:</p> <p><b>Acesol/Acera:</b> Propone que los clientes pequeños opten si se liberalizan o no (opt-in). Si no deciden “liberalizarse”, tendrán un comercializador regulado por defecto.</p> <p><b>U. de Chile:</b> Propone un comercializador por defecto (licitado) sólo para los nuevos clientes que se integren al sistema (similar a las AFPs<sup>25</sup>).</p>

<sup>25</sup> Cada dos años, la Superintendencia de Pensiones realiza una licitación de la cartera de nuevos afiliados al sistema de AFP, que se adjudica a la administradora que cobre la comisión más baja.

	Convergencias	Divergencias
Contratos de energía a los que accede el comercializador aguas arriba	<b>Parcial:</b> Tanto U. Chile como Acera/Acesol proponen que el comercializador pueda acceder a un mix de contratos y al mercado spot. También que puedan negociar los contratos actuales licitados por la CNE.	<b>Inodú:</b> Comercializador no puede acceder al mercado spot. Comercializador compra la energía a través de contratos, dando certidumbre en el precio de compra. <b>U. de Chile:</b> Propone que el comercializador pueda integrarse verticalmente con generadoras (pero se debe desintegrar la distribuidora de la generación y comercialización).
Comercializador de último recurso	<b>Parcial:</b> Acera/Acesol y U. de Chile proponen la figura del comercializador de "último recurso" en caso de quiebra, pero con diferencias sobre qué actor lo ejerce.	<b>Acera/Acesol:</b> Propone que el comercializador de "último recurso" <sup>26</sup> funcione con tarifas reguladas. <b>U. de Chile:</b> Es la distribuidora quien hace de "último recurso". La distribuidora establece tarifas expost que reflejan la compra en el mercado spot.
Relación con clientes	<b>Total:</b> Se debe definir una interfase cliente final – comercializador - distribuidora, donde se establezcan y se hagan conocidos los deberes y responsabilidades de cada uno. No obstante, existen divergencias en la arquitectura de estas relaciones.	<b>Inodú:</b> El cliente se relaciona con el comercializador por temas de calidad del servicio asociados a la comercialización. El cliente se relaciona con la distribuidora por temas de suministro. <b>Acera/Acesol:</b> La relación con el cliente se da a través del comercializador. También se puede permitir que sea un tercero quien se hace cargo de la relación con el cliente (e.g. una empresa ESCO).

#### 4.4 Integración de DERs

En la Figura 9 se visualizan las tres propuestas en el eje temático "integración de DERs", y cómo estas se posicionan entre los extremos de "100% regulado" y "100% liberalizado". Los tres proponentes plantean liberalizar la integración de DERs. Primero, proponen que los DERs deben tener libre acceso a las redes de distribución (el DER decide dónde instalarse y la distribuidora debe conectarlo a la red). Segundo, proponen que los DERs (e.g. a través de agregadores) pueden vender servicios a la red, y competir de igual a igual con actores en generación y transmisión en la provisión de estos servicios. Sin embargo,

<sup>26</sup> Este rol lo cumple alguno de los comercializadores según las reglas de la CNE, por ejemplo el que tiene mayor número de clientes en cierta zona u otro criterio.

Acera/Acesol propone incentivar el desarrollo de los DERs socializando sus costos de acceso y uso a las redes, mientras que Inodú y la Universidad de Chile proponen tratar a los DERs como cualquier otro usuario de la red, no limitando su desarrollo en el largo plazo. En el corto plazo, la Universidad de Chile está de acuerdo con incentivar los DERs a través de mecanismos transitorios para liberar o rebajar los pagos por acceso.



Figura 9. Posición de propuestas en el eje Integración de DERs.

#### 4.4.1 Impactos

- **Eficiencia:** La mayor competencia por nuevos mercados y actores aumenta la eficiencia económica.
- **Competencia:** Llegada de nuevos actores (e.g. agregador, proveedor de DERs) y la creación de nuevos mercados (e.g. servicios de red a nivel de DERs) aumenta la competencia en el sector distribución.
- **Asequibilidad y Equidad:** La integración de DERs, tal como la han planteado los tres proponentes, no impacta el nivel de asequibilidad y equidad del modelo actual.
- **Calidad del servicio:** La integración de DERs mejorará la calidad de servicio de suministro (e.g. por mayor flexibilidad, estabilidad de voltaje y frecuencia)<sup>27</sup>.
- **Innovación y Modernización del sector:** La integración de DERs, nuevos actores y creación de un nuevo mercado moderniza el sector e introduce innovación.
- **Descarbonización:** La integración de DERs promueve la descarbonización de la red, tanto por generación renovable a nivel distribuido como por mayor flexibilidad en la demanda.
- **Resguardo de Información y Transparencia:** Se considera que la integración de DERs no impacta directamente en el resguardo de información y transparencia. Los impactos indirectos de su implementación se reflejan en “Gestión de la Información”.
- **Simplicidad de implementación:** La integración de DERs y la figura del agregador implican una mayor complejidad de implementación con respecto al modelo actual.

<sup>27</sup> Una mala implementación también puede tener efectos negativos en la calidad de servicio. Por ejemplo, sobretensión en algunos horarios por exceso de generación solar distribuida.

Tabla 9. Impactos de las propuestas en el eje “Integración de DERs”.

<b>Integración de DERs</b>			
<b>Criterio</b>	<b>U. de Chile</b>	<b>Inodú</b>	<b>Acera/Acesol</b>
Eficiencia	+	+	+
Competencia	+	+	+
Asequibilidad y Equidad	Neutro	Neutro	Neutro
Calidad del servicio	+	+	++
Innovación y Modernización del sector	+	+	++
Descarbonización	+	+	++
Resguardo de Información y Transparencia	N/A	N/A	N/A
Simplicidad de implementación	-	-	-

#### 4.4.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas

La Tabla 10 resume los grandes elementos de convergencia y divergencia entre las propuestas. Estos se han agrupado en torno a cuatro grandes elementos: liberalización del mercado; rol de la distribuidora; quién decide incorporación de DERs en las redes distribuidoras y existencia de un ente planificador; y cobro por uso de las redes de distribución. En el caso de las convergencias, se indica si es “total”, es decir, si las 3 propuestas son coincidentes, o si es “parcial”, cuando dos de ellas son coincidentes.

Tabla 10. Convergencias y divergencias de las propuestas en “Integración de DERs”.

	<b>Convergencias</b>	<b>Divergencias</b>
Liberalización del mercado	<p><b>Total:</b> Los DERs deben tener libre acceso a las redes de distribución (el DER decide dónde instalarse y la distribuidora debe conectarlo a la red).</p> <p><b>Total:</b> Los DERs (e.g. a través de agregadores) pueden vender servicios a la red, y competir de igual a igual con actores en generación y transmisión en la provisión de estos servicios.</p> <p><b>Parcial:</b> Acera/Acesol y U. de Chile plantean crear y abrir espacios para nuevos mercados competitivos de DERs.</p> <p><b>Parcial:</b> Inodú y U. de Chile plantean que los DERs deben pagar los costos de acceso y uso de las redes como cualquier otro usuario.</p> <p><b>Parcial:</b> Inodú y U. de Chile plantean que en el corto plazo los DERs podrían tener algunas restricciones de capacidad instalada máxima por restricciones técnicas de la red.</p>	<p><b>Acera/Acesol:</b> Busca promover aceleradamente los DERs y la innovación, creando incentivos especiales (i.e. socializando los costos de acceso y uso de redes) para ello.</p> <p><b>U. Chile:</b> En el corto plazo, se podrían incentivar los DERs a través de mecanismos transitorios para liberar o rebajar los pagos por acceso.</p>
Rol de la distribuidora	<p><b>Total:</b> La distribuidora puede competir en el mercado de los DERs, pero debe ser regulada para que no pueda abusar de su posición dominante (e.g. empresa de giro exclusivo).</p>	
Quién decide DER en las redes distribuidoras y existencia de un ente planificador	<p><b>Total:</b> Debe haber cierta planificación por parte de un ente neutro. No obstante, los proponentes difieren en cuanto a los mecanismos.</p> <p><b>Total:</b> Las decisiones de planificación de un tercero deben ser incluidas en la remuneración de la distribuidora, dentro de los riesgos que no puede controlar.</p>	<p><b>U. Chile:</b> La distribuidora planifica la implementación de DERs de corto plazo. Un ente neutro planifica inversiones estratégicas de largo plazo.</p> <p><b>Acera/Acesol:</b> Un ente neutro planifica y crea incentivos para desarrollar los DERs (política pública de desarrollo de DERs).</p> <p><b>Inodú:</b> La incorporación de DERs se decide de manera descentralizada con necesidades en distintos niveles (clientes, distribuidora, Coordinador).</p>

	Convergencias	Divergencias
Cobro por uso de las redes de distribución	<b>Parcial:</b> Inodú y U. Chile plantean que los DERs deben pagar costos de acceso/uso de las redes como cualquier otro usuario de manera que sea costo-reflectivo. En caso de U. Chile, se plantea la posibilidad de liberar el pago de manera transitoria, si se quieren incentivar los DERs.	<b>Acera/Acesol</b> considera que parte de los costos de acceso/uso de redes deberían socializarse entre todos los usuarios de la red. En la práctica, este sería un mecanismo de incentivo para el desarrollo de los DERs.

## 4.5 Gestión de la información

En la Figura 10 se visualizan las tres propuestas en el eje temático "gestión de información", y cómo estas se posicionan entre los extremos de "100% distribuidora" y "100% terceros". Las tres propuestas plantean modificar el sistema de gobernanza actual para la gestión de la información de los usuarios de las redes, pero difieren en quiénes deberían hacerse cargo de los distintos roles. La Universidad de Chile se ubica en una posición intermedia entre los dos extremos, ya que propone que la distribuidora se haga cargo de los roles de "instalación y mantención de infraestructura de medición del cliente", "recolección de información del cliente" e "información de la red", mientras que propone que terceros se hagan cargo del resto de los roles. Acera/Acesol e Inodú proponen que los distintos roles sean asumidos por terceros, salvo en el caso de "información de la red" donde ambos coinciden en que ese el rol debe ser cumplido por la distribuidora.



Figura 10. Posición de propuestas en el eje Gestión de Información.

### 4.5.1 Impactos

- **Eficiencia:** Los impactos en la eficiencia económica de las tres propuestas son inciertos<sup>28</sup>, y no es claro qué tipo de sistema sería el más costo-efectivo. En el corto plazo podrían producir ineficiencias económicas en el sistema, pero en el largo plazo pueden tener un impacto positivo en la eficiencia del sistema.
- **Competencia:** Se espera que una mayor cantidad de información disponible para los distintos actores del sistema permitiría la creación de nuevos mercados competitivos. Además, las tres propuestas eliminan o disminuyen, de distintas maneras, la posibilidad de

<sup>28</sup> Por un lado, si hay economías de escala en la gestión de la información, tiene sentido que sea un único ente que lleve adelante la gestión de la información. Sin embargo, si existen economías de ámbito, donde la gestión de la información conjunta con la operación de las redes genera eficiencias, su desintegración podría llevar a aumentos innecesarios de costos y duplicación de inversiones. No se puede saber a priori cuál efecto es más grande y ello es incierto.

que la distribuidora tenga ventajas competitivas frente a otros actores<sup>29</sup>. Acera/Acesol e Inodú tienen un mayor impacto positivo ya que proponen que la "Instalación y mantención de infraestructura de medición del cliente" y la "Recolección de información del cliente" sean provistas por nuevos actores.

- **Asequibilidad y Equidad:** Los sistemas de gobernanza, tal como los han planteado los tres proponentes, no impactan directamente en la asequibilidad y equidad.
- **Calidad del servicio:** El acceso a información oportuna por parte de los distintos actores (e.g. agregador, comercializados, distribuidora, DERs) permitirían ejecutar acciones que mejoren la calidad de servicio.
- **Innovación y modernización del sector:** La creación de una nueva gobernanza para la gestión de la información, hace accesible la información para varios actores (que hoy no tienen acceso oportuno a ella). Estos actores pueden agregar valor y crear nuevos servicios a partir del acceso oportuno a la información. Inodú y Acera/Acesol se evalúan con un mayor impacto positivo, ya que proponen nuevos actores (distintos a la distribuidora) para las funciones de instalar/mantener la infraestructura de medición y la recolección de la información, abriendo un mayor espacio para la innovación y modernización.
- **Descarbonización:** Se considera que la gobernanza de gestión de la información, tal como la han planteado los tres proponentes, no impacta directamente en la descarbonización del sector.
- **Resguardo de Información y Transparencia:** Se considera que las propuestas no impactan en el resguardo de la información con respecto al modelo actual. Sin embargo, se considera que las propuestas sí otorgan una mayor transparencia de la información.
- **Simplicidad de implementación:** La creación de una nueva gobernanza para la gestión de la información implica una mayor complejidad de implementación con respecto al modelo actual. Se considera que las propuestas de Inodú y Acera/Acesol tienen una mayor complejidad en su implementación ya que proponen nuevos actores (distintos a la distribuidora) para las funciones de instalar/mantener la infraestructura de medición y la recolección de la información.

Tabla 11. Impactos de las propuestas en el eje "Gestión de la información".

Gestión de la información			
Criterio	U. de Chile	Inodú	Acera/Acesol
Eficiencia	+/-	+/-	+/-
Competencia	+	++	++
Asequibilidad y Equidad	N/A	N/A	N/A
Calidad del servicio	+	+	+

<sup>29</sup> En particular, porque los tres proponentes sugieren separar la actividad de operación de las redes de otras actividades.



<b>Gestión de la información</b>			
<b>Criterio</b>	<b>U. de Chile</b>	<b>Inodú</b>	<b>Acera/Acesol</b>
Innovación y Modernización del sector	+	++	++
Descarbonización	Neutro	Neutro	Neutro
Resguardo de Información y Transparencia	Resguardo de información (Neutro); transparencia (+)	Resguardo de información (Neutro); transparencia (+)	Resguardo de información (Neutro); transparencia (+)
Simplicidad de implementación	-	--	--

#### 4.5.2 Grandes convergencias y divergencias entre las propuestas

La Tabla 12 resume los grandes elementos de convergencia y divergencia entre las propuestas. Estos se han agrupado en torno a cinco grandes elementos: instalación y mantención de infraestructura de medición; recolección de información; gestión de información; acceso a información; e información de la red. En el caso de las convergencias, se indica si es “total”, es decir, si las 3 propuestas son coincidentes, o si es “parcial”, cuando dos de ellas son coincidentes.

Tabla 12. Convergencias y divergencias de las propuestas en “Gestión de Información”.

	<b>Convergencias</b>	<b>Divergencias</b>
Instalación y mantención de infraestructura de medición del cliente	<b>Parcial:</b> Inodú y Acera/Acesol: Un tercero distinto a la distribuidora. En el caso de Acera/Acesol es el mismo ente que realiza la gestión de la información, en el caso de Inodú es un “operador de medición”.	<b>U. de Chile:</b> La distribuidora.
Recolección de información del cliente	<b>Parcial:</b> Inodú y Acera/Acesol: Un tercero distinto a la distribuidora. En el caso de Inodú un “operador de sistema de recolección” <sup>30</sup> . En el caso de Acera/Acesol el mismo ente que realiza la gestión de la información.	<b>U. de Chile:</b> La distribuidora.

<sup>30</sup> Inodú plantea que depende de los protocolos que se elijan para la comunicación. Por ejemplo, si se decide PLC, hace más sentido que sea la distribuidora la que realice esta función.

	<b>Convergencias</b>	<b>Divergencias</b>
Gestión de información del cliente	<b>Parcial:</b> Acera/Acesol y U. de Chile: Ente centralizado e independiente del resto de los actores. Este nuevo ente debe ser regulado pues se establece como monopólico.	<b>Inodú:</b> Propone sistema descentralizado.
Acceso a información del cliente	<p><b>Total:</b> Distintos agentes del sistema deben acceder a la información del cliente si esta es necesaria para cumplir con sus funciones (e.g. el comercializador/suministrador debe acceder a la información para facturación; el agregador a la información operacional que permite gestionar un DER).</p> <p><b>Total:</b> Previa autorización del cliente, terceros<sup>31</sup> pueden acceder a información individual.</p> <p><b>Total:</b> Terceros pueden acceder a información agregada de clientes mientras no sea posible individualizarlos.</p> <p><b>Parcial:</b> Acera/Acesol e Inodú consideran que no se justifica que la distribuidora pueda acceder a la información de cliente individuales. Esta información no es requisito para operar las redes.</p> <p><b>Parcial:</b> Acera/Acesol e Inodú proponen que terceros puedan interactuar directamente con hardware de medición, previa autorización del cliente.</p>	<b>U. de Chile:</b> Justifica el acceso por parte de la distribuidora a una porción de la información de clientes individuales pues permite operar la red de mejor manera.
Información de la red	<b>Total:</b> Debe ser la distribuidora la que mide, recolecta y gestiona esta información.	<b>Acera/Acesol:</b> Dar acceso a terceros para desarrollar estrategias comerciales (e.g. proveedores de DERs, comercializadores y agregadores).

## 4.6 Resumen de las visiones y grandes conclusiones

<sup>31</sup> E.g. comercializador, suministrador, agregador y proveedor de servicios.

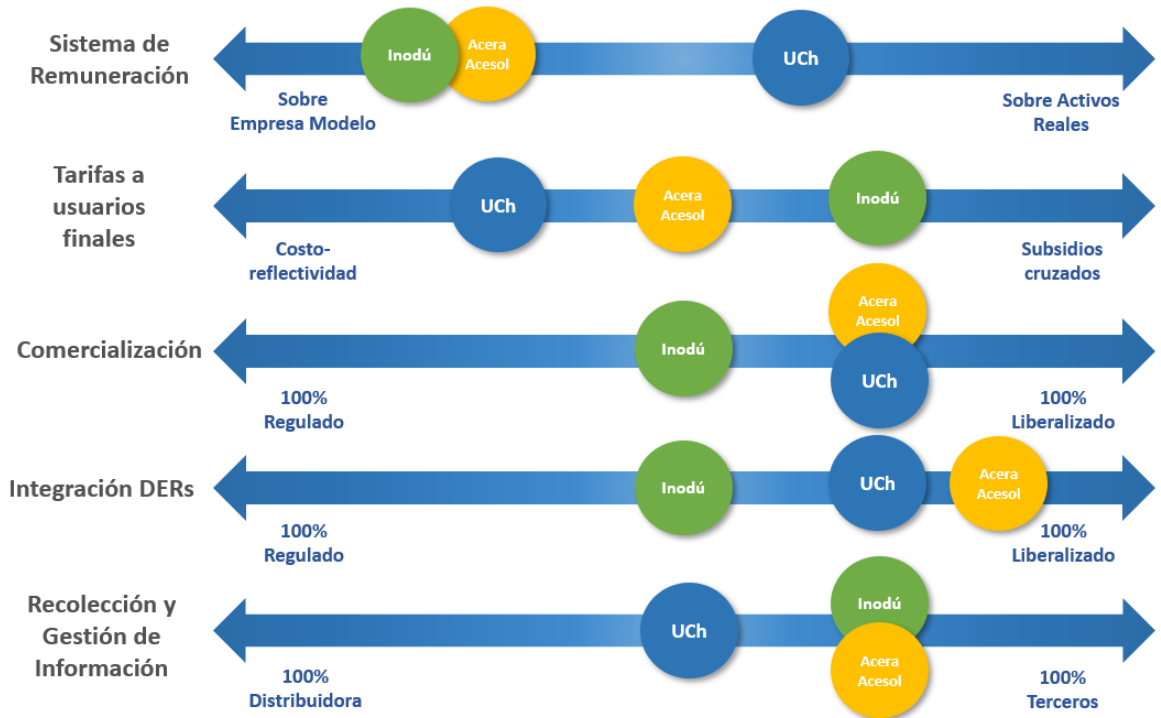


Figura 11. Comparación de las propuestas en los 5 ejes.

En la Figura 11, se presenta cómo se posicionan los cinco ejes abordados por los tres proponentes: Sistema de remuneración, Tarifas a usuarios finales, Comercialización, Integración de recursos distribuidos, Recolección y gestión de la información. Las posiciones se ubican entre los extremos de cada eje.

Este esquema de ejes busca visualizar de manera sencilla las diferencias y similitudes de cada una de las propuestas, y así poder compararlas.

En términos generales, se puede indicar que respecto del **sistema de remuneración** los tres proponentes concuerdan con la necesidad de diseñar mecanismos de valorización que permitan que la red actúe como un espacio que fomente la interacción y la competencia de los distintos actores. Lo anterior, procurando satisfacer los requerimientos de los clientes mediante costos eficientes y entregando una calidad de servicio de acuerdo a estándares internacionales. Por su parte, y en relación a las **tarifas a usuarios finales**, estas deben ser simples, transparentes, permitir el cumplimiento de las políticas públicas, entregar las señales correctas para los distintos usuarios del sistema buscando hacer un uso eficiente del mismo, y contemplar mecanismos de equidad que busquen resguardar un trato no discriminatorio por el servicio que se entrega.

Finalmente, y respecto a la incorporación del **comercializador**, a la **integración de los recursos energéticos distribuidos** y a la **acceso y gestión de datos** las tres propuestas consideran que la incorporación de estos nuevos actores y elementos al sistema, implican una mayor complejidad de implementación. Sin embargo, se espera que estos mejoren la eficiencia, fomenten la competencia, e incentiven la innovación y descarbonización.

A continuación se presenta un resumen para cada uno de los temas tratados:

a) **Sistema de remuneración:** Las propuestas de Acera/Acesol e Inodú, se posicionan más cerca del esquema de empresa modelo, mientras que el esquema propuesto por la U. de Chile está más cercano a un esquema de remuneración en base a activos reales. Esta diferencia, se basa principalmente en que la U. de Chile propone que se reconozcan las instalaciones e infraestructura de la empresa real como punto de partida en la modelación de la red.

Las grandes convergencias y divergencias de las propuestas son:

- Los proponentes concuerdan que la remuneración no debe calcularse sólo a partir de costos reales. Además, concuerdan en que se hace necesario la incorporación de escenarios para efectos de la modelación y expansión de la red de manera de disminuir el grado de incertidumbre, y que el esquema de valorización debe propender a un desarrollo eficiente que incentive una mejor calidad de servicio y resiliencia de la red.
- Otro punto relevante es que todas las propuestas, aunque de distintas formas, creen necesario la incorporación de indicadores de desempeño que busquen incentivar el cumplimiento de los objetivos de política pública (e.g. calidad de servicio). Sin embargo, difieren en si el esquema de indicadores debe basarse únicamente en castigos por incumplimiento, o debe avanzar hacia un esquema de premios y castigos. En este último caso, los premios estarían asociados a un desempeño superior al solicitado.
- Existe divergencia respecto de si el esquema actual, con algunos ajustes, permitiría el desarrollo de nuevos mercados y la posibilidad de que la red se adapte con la velocidad que estos nuevos mercados requieren, o es mejor implementar un nuevo modelo.
- Por último, existe consenso respecto a que debe existir una correcta asignación de riesgos entre los clientes y la empresa distribuidora, y que estos riesgos deben traspasarse mediante un mecanismo de determinación adecuado de la tasa de descuento.

b) **Tarifas al usuario final:** En relación al diseño de las tarifas aplicables a los usuarios finales, se observa que ninguna de las propuestas se ubica en alguno de los extremos, ya que los tres consideran con distintos alcances, que las tarifas deben incorporar la costo-reflectividad. Además, los proponentes consideran que deben existir mecanismos de equidad (o de socialización de costos), para fomentar objetivos de política pública. Sin embargo, las propuestas difieren en el grado de penetración y en el tipo de medida (subsídios cruzados o directos). Respecto de cómo estructurar las tarifas, los tres proponentes relevaron que se debe buscar la simplicidad de las mismas, aunque esto no necesariamente sea posible en estructuras tarifarias con mayor grado de costo-reflectividad.

Las grandes convergencias y divergencias de las propuestas son:

- No hay consenso en relación a cuáles deberían ser los mecanismos de equidad en las tarifas traspasadas al cliente final, ni su nivel de penetración. No obstante, todos concuerdan que estos deben existir de una u otra manera.
- También resulta importante que exista mayor granularidad espacial y temporal en las tarifas, de manera de fomentar los recursos energéticos distribuidos.
- Por último, es importante que exista una mayor fiscalización tanto de la SEC como de otras instituciones (e.g. FNE) en un contexto donde convivirán un número mayor

de actores (e.g. suministradores, agregadores de demanda) los que ofrecerán distintas estructuras tarifarias.

c) **Comercialización:** En términos generales, las propuestas consideran avanzar hacia la liberación del mercado, pero sin liberalizarlo en su totalidad. Se reconoce la necesidad de contar con comercializadores de último recurso y comercializadores por defecto.

Las grandes convergencias y divergencias de las propuestas son:

- Todos concuerdan en la creación de un mercado liberalizado y competitivo que baje gradualmente el límite de potencia de los clientes para acceder al mismo. Sin embargo, difieren en el tratamiento que se les debe dar a los contratos de suministro vigentes.
- Existe divergencia en cómo se deben estructurar la relación comercial entre el comercializador y los otros agentes del mercado. Entendiendo que se debe definir si este podrá acceder directamente al mercado spot, sólo podrá negociar contratos con los generadores o un mix de ambos. Esto último, tiene relación a su vez con cómo se asegura la suficiencia del mercado.
- Existen diferencias de cómo y con quién se deben relacionar los clientes. Por un lado, el cliente podría relacionarse con la empresa distribuidora por temas de calidad de suministro, y con el comercializador para temas comerciales. Por el otro lado, el comercializador podría ser el único punto de contacto con el cliente, siendo el comercializador quien hace de intermediario entre el cliente y la empresa distribuidora. El punto anterior, impacta en la calidad de servicio comercial. Sin embargo, existe consenso de que estas reglas deben ser claras y estar definidas en la nueva regulación.
- Por último, los tres proponentes concuerdan en que debe existir un comercializador de último recurso, pero se difiere respecto de quién debe cumplir este rol (i.e. el comercializador o la empresa distribuidora).

d) **Integración de recursos energéticos distribuidos:** Todas las propuestas consideran avanzar hacia la liberación del mercado, pero sin liberalizarlo en su totalidad. Reconocen la necesidad de contar con algunos incentivos de corto y largo plazo para fomentar el mercado de los DERs.

Las grandes convergencias y divergencias de las propuestas son:

- Respecto de la liberalización del mercado, todos concuerdan en que debe existir libre acceso a las redes de distribución para el desarrollo e incorporación de los DERs, permitiendo que vendan servicios a la red y compitan en igualdad de condiciones con otros actores.
- En relación al cobro por uso de las redes de distribución, existen diferencias respecto del tratamiento de quién debe asumir los costos de expansión de red requeridos. Por tanto, la pregunta es: ¿se deben generar incentivos socializando sus costos de acceso y uso de las redes, o los DERs deben ser tratados como cualquier otro usuario de la red?
- Por último, todos concuerdan en que las empresas distribuidoras pueden ofrecer estos servicios bajo una regulación que asegure una posición no dominante.

e) **Acceso y gestión de la información:** Existe mayor divergencia entre la propuesta de la U. de Chile con las propuestas de Acera/Acesol e Inodú, debido a que estas últimas consideran que un nuevo actor debe hacerse cargo de la infraestructura de medición y de

la recolección de la información, mientras que la U. de Chile propone que estos roles sean asumidos por la distribuidora.

Las grandes convergencias y divergencias de las propuestas son:

- Quién debe instalar y mantener la infraestructura de medición, y quién debe recolectar la información, ¿debe ser un tercero o debe continuar siendo la empresa distribuidora?
- En relación a la gestión de la información de los usuarios, existe consenso sobre que no sea la distribuidora quien la gestione. Aunque existen diferencias en quién debe gestionarla, si debe ser un tercero o puede implementarse un sistema descentralizado.
- Respecto al acceso de la información, los tres proponentes concuerdan en que distintos agentes del sistema pueden acceder a la información del cliente, si esta es necesaria para cumplir sus funciones, por ejemplo, el comercializador para efectos de la facturación. Además, terceros pueden acceder a información individual previa autorización del cliente.
- También existe consenso respecto a que la información agregada puede ser accedida por terceros mientras no sea posible individualizar al cliente.
- Por último, sobre el acceso a la información de la red (no de los clientes), todos concuerdan que debe ser la empresa distribuidora quien mide, recolecta y gestiona esta información, sin embargo, se plantea que esta información debe estar disponible para terceros para el desarrollo de estrategias comerciales.

Finalmente, se hace necesario fortalecer la institucionalidad (e.g. CNE, SEC, FNE) dotándola de los recursos necesarios para cumplir adecuadamente sus funciones. Lo anterior, debido a que en el futuro de la distribución participan más y nuevos actores, se requerirá un modelo de remuneración que busque reflejar de mejor manera la incertidumbre futura, donde haya más participación en la toma de decisiones de las empresas y el regulador, y donde las estructuras tarifas reflejen mayor costo-reflectividad, y se mantenga cierta equidad. Entonces, más liberalización de mercado no implica menor regulación.

## 5. Temas relevantes

A partir de las discusiones, se identificaron grandes temas clave, los que fueron seleccionados en base a dos grandes criterios. El primer criterio, se trata de temas nuevos e importantes que no habían sido abordados en las discusiones previas en torno a la Ley de Distribución. Un segundo criterio, considera temas relevantes en los que no hay consenso entre los proponentes respecto a cómo abordarlo, y es importante visibilizar esta diferencia.

En base a lo anterior, se seleccionaron temas relevantes por eje temático, los cuales se abordan a continuación.

## 5.1 Remuneración

### 5.1.1 Nuevo alcance del sistema de distribución

El cambio de paradigma que viene experimentando el sector eléctrico, mediante la fuerte incorporación de energías renovables variables, la generación distribuida, la electromovilidad y almacenamiento, entre otros elementos, se ha dado en un contexto donde la regulación y el modelo de remuneración de la distribución eléctrica se ha mantenido sin grandes cambios en Chile por casi cuatro décadas. Hoy la distribuidora es el ente responsable de proveer de servicios eléctricos a sus clientes dentro de su zona de concesión, así como permitir la conexión a sus instalaciones de clientes libres y PMGD, y éstos, hasta ahora, han sido simples consumidores de energía con una demanda relativamente predecible. Si bien este modelo fue eficiente para empujar la expansión de la cobertura del servicio, lo cual era el desafío país al cual se orientaba entonces, ahora debe revisarse para enfrentar los desafíos actuales y futuros del sector, los cuales se centran en entregar un servicio de mayor calidad, teniendo a la vista los nuevos requerimientos de los usuarios y nuevos objetivos de política pública, a un costo eficiente.

Lo anterior requiere estructurar el mercado del segmento de distribución de una manera distinta a la actual aprovechando las eficiencias de incorporar nuevas tecnologías y actores para generar competencia en donde sea posible. Así, el diseño considera nuevos actores para la comercialización y gestión de la misma, en la agrupación de demanda, y gestión de la información, entre otros aspectos claves.

### 5.1.2 Planificación coordinada entre los segmentos

Actualmente, la empresa modelo de distribución es determinada sin considerar la interacción con el sistema eléctrico aguas arriba. Para avanzar hacia un esquema de remuneración más coordinado entre los distintos segmentos se requiere definir los límites de cada segmento, sus interacciones y un mecanismo adecuado que permite encontrar una solución que sea óptima para el conjunto y no para cada uno de los sectores por separado.

En este contexto, es recomendable revisar los bordes actuales que separan los distintos segmentos y definir qué decisiones de inversión son necesarias coordinar. Para esto se deberán definir instancias para que ambos planificadores confluyan con soluciones para el conjunto, las que una vez definidas, entren a la base de activos de las empresas, las cuales luego deben ser remuneradas reconociendo los costos reales de las inversiones en cuestión. Además, a nivel de operación y mercados, los recursos distribuidos debieran estar permitidos de participar en mercados de energía y otros servicios complementarios aguas arriba, a nivel de transmisión y generación.

### 5.1.3 Establecimiento de objetivos de política pública holísticos que se reflejen en indicadores de desempeño o en objetivos de la empresa

Dado el contexto actual que enfrenta el sistema eléctrico, y en particular el sistema de distribución (ver punto anterior), uno de los grandes desafíos para el regulador consiste en establecer objetivos de política integrales, que se reflejen en un set de métricas e incentivos

adecuados para la empresa distribuidora de forma que ésta realice su mejor esfuerzo por cumplirlos y que dicho cumplimiento pueda ser determinado de forma objetiva y cuantitativa. Del punto anterior, se desprende que dentro de los objetivos claves de política pública que debería abordar el segmento de la distribución se incluyen otorgar un servicio de mayor calidad, dar cabida (acceso expedito) a las nuevas tecnologías y fomentar la transición hacia un sistema más sustentable, como por ejemplo, mediante prácticas que permitan hacer más amigable el diseño de subestaciones con el medio social y ambiental.

En este ejercicio, se han planteado dos visiones para avanzar hacia un sistema de remuneración de las redes de distribución orientado con este fin. Una de ellas requiere un menor volumen de cambios, permitiendo seguir remunerando a la distribuidora en base a una empresa de referencia, pero dimensionando ésta mediante múltiples escenarios futuros con costos eficientes, de manera de reconocer la incertidumbre asociada a los desarrollos futuros del sistema. Esta visión incluye incorporar en la tasa de descuentos de la empresa todos los riesgos asociados al negocio.

La otra visión, si bien también obedece a una empresa modelo de referencia, pero que presenta dos cambios importantes. Primero, determinar una empresa modelo *brownfield* y no *greenfield*, de manera de reconocer el legado de las inversiones. Segundo, reconocer, en parte, algunos costos reales de manera de eliminar distorsiones que impiden a la empresa invertir estratégicamente y con visión de largo plazo. Esta propuesta además se complementa con la aplicación de un set de métricas de desempeño consistentes con la política pública tales como la calidad de servicio (técnica y comercial), eficiencia en la tramitación de nuevas conexiones, sustentabilidad y cuidado del entorno, etc. Así, parte de los ingresos de las empresas se indexarían a estas métricas (estableciendo mecanismos de premios y castigos simétricos en torno a valores objetivos), creando los incentivos adecuados. En este escenario, la CNE quedaría a cargo de regular e implementar el proceso de remuneración, mientras que la SEC puede dedicarse a monitorear y recolectar indicadores de desempeño.

Independiente del sistema de remuneración por el cual se opte, un tema clave a considerar es la capacidad del regulador para velar por el cumplimiento de los indicadores de desempeño. Así, mientras que en el primer caso el desafío consiste en que no se generen sobre-rentas para la empresa, en el segundo es lograr que ésta realice las inversiones necesarias.

En todos los casos, existe consenso en que se debe avanzar hacia un sistema que involucre a los stakeholders (usuario; agregador; comercializador, entre otros) tanto desde la empresa como del regulador, en los diversos procesos regulatorios. Asimismo, es imperativo que el regulador cuente con los recursos necesarios para ser un actor más fuerte, proactivo y dinámico, interactuando de mejor manera con las empresas, los distintos stakeholders, la academia y enriqueciendo la discusión en base a la revisión constante de las mejores prácticas regulatorias internacionales. Se recomienda que, en adelante, se revise periódicamente la regulación de forma de ir reflejando en forma gradual, adecuada y oportuna los nuevos desafíos del sector.



## 5.2 Tarifas

### 5.2.1 Avanzar hacia una mayor costo-reflectividad equilibrando con objetivos de equidad

El avance de la tecnología posibilita la incorporación masiva de sistemas de medición y monitoreo en línea, permitiendo analizar de mejor manera el sistema eléctrico y el comportamiento energético de los usuarios (tanto consumo como inyección). Lo anterior, habilita la posibilidad de implementar estructuras tarifarias con mayor granularidad espacial/temporal que reflejen de mejor manera el costo del sistema, y por tanto, incentivar un comportamiento energético económicamente más eficiente por parte del usuario. Desde un punto de vista económico, la costo-reflectividad es deseable, ya que entrega las señales adecuadas a los usuarios optimizando el costo total del sistema.

Sin embargo, la implementación de tarifas costo-reflectivas tensiona dos elementos importantes en la elaboración de políticas públicas: simplicidad y el principio de equidad. El debate sobre cuál es el balance correcto para estas tensiones no está resuelto.

Más aún, este debate se da en un contexto donde la aplicación de tarifas costo-reflectivas estará condicionada a la decisión regulatoria y de política pública que tome la autoridad, así como a la implementación de un sistema de medición inteligente en los distintos usuarios de la red. Es evidente, que no se podrá avanzar a nuevas tarifas costo-reflectivas para los actuales clientes BT1, si no se avanza primero hacia nueva infraestructura de medición.

Si bien la costo-reflectividad es deseable desde el punto de vista de la eficiencia económica, su implementación implicaría eliminar en algún grado los subsidios cruzados que existen hoy en día (que no necesariamente implican “equidad tarifaria”<sup>32</sup>). Usualmente la equidad tarifaria se entiende como: “todos pagan la misma tarifa”.

No obstante, la equidad tarifaria tiene otras dimensiones que deben ser consideradas, como son la capacidad de pago (e.g. segmentos vulnerables), la calidad de suministro, y el acceso a infraestructura (e.g. medidores inteligentes). En ese sentido, es necesario que el concepto de “equidad tarifaria” y el nivel deseado de esta, sean claramente definidos desde la política pública.

En relación a los instrumentos posibles para alcanzar la equidad deseada, se identifican dos principales. Por un lado, la equidad se puede implementar a través de subsidios cruzados en las tarifas eléctricas, los cuales están presentes en las visiones planteadas por Acera-Acesol e Inodú. Por otro lado, instrumentos de política pública fuera del ámbito de las tarifas eléctricas, como subsidios directos incluidos en la visión de la U. de Chile, también pueden resolver temas de equidad. Los subsidios directos pueden ser más eficientes en alcanzar a la población objetivo, pero su implementación podría ser más compleja, ya que puede requerir modificaciones legislativas y de política pública que están fuera del ámbito eléctrico.

---

<sup>32</sup> Por ejemplo, los subsidios cruzados pueden provenir desde usuarios vulnerables en zonas urbanas hacia usuarios acomodados en zonas rurales.

Finalmente, hoy se aplican requerimientos de equidad tarifaria en distintos niveles. Tanto el cliente como el regulador<sup>33</sup> desconocen el impacto de las medidas de equidad tarifaria en la estructura de cargos. En el caso del regulador, existe opacidad sobre cuánto subsidio reciben los clientes que deben recibirlo y cuánto reciben los clientes que no debieran ser subsidiados. En el caso del usuario, estos tienen poca claridad sobre los subsidios que pagan y/o reciben en su tarifa. Por lo tanto, la definición de nuevos requerimientos de equidad tarifaria a aplicar en el futuro no sólo debe ir aparejada de un entendimiento de la condición actual. Sino que también, de una evaluación y aceptación de tensionar el sistema sociopolítico, debido a que habrá clientes que actualmente están siendo favorecidos por políticas de equidad (sin saberlo) que dejarán de estar en esa condición, y otros clientes que podrían ver incrementados sus cargos. Por lo tanto, es deseable sincerar los cargos actuales por equidad, y que en la política pública se defina el nivel de equidad tarifaria deseado.

## 5.2.2 Avanzar hacia una mayor costo-reflectividad equilibrando con la simplicidad tarifaria

Si bien, como se mencionó anteriormente, la costo-reflectividad es deseable desde el punto de vista de la eficiencia económica, su implementación implica complejizar las tarifas que perciben los usuarios. En la actualidad, usuarios sofisticados como industrias o centros comerciales pueden tener la capacidad de responder a señales de precios complejas, mientras que en otros segmentos de usuarios la capacidad de respuesta puede ser limitada. En el extremo, existirán usuarios sin capacidad de responder a tarifas costo-reflectivas, y que percibirán un aumento en su tarifa, percibiéndose como una acción injustificada desde su punto de vista. Por el otro lado, una tarifa volumétrica es simple y de fácil entendimiento por parte de los usuarios, sin embargo, no es eficiente económicamente para el sistema. La incorporación de costo-reflectividad en las tarifas debe enfocarse en los usuarios con capacidad de responder, e ir avanzando a medida que los usuarios adquieren capacidades para responder. En el futuro, la tensión entre costo-reflectividad y simplicidad tarifaria (al menos desde el punto de vista de la capacidad de responder del usuario), podría desaparecer debido a la introducción masiva de tecnologías que respondan a señales de precio de manera automatizada.

Además, debiese existir una gama amplia de tarifas, que permita a los clientes optar por una mayor granularidad espacial y temporal en el cobro. No obstante, también debiesen existir ciertas obligaciones que eliminen la posibilidad para algunos clientes de acceder, de forma inadecuada, a tarifas muy desajustadas a su realidad y que originen subsidios cruzados importantes.

También, es importante mencionar que la introducción del comercializador y la aparición de tarifas “más libres” ampliará la cantidad de cargos que serán visibles al cliente, pudiendo tensionar el sistema sociopolítico. Por ejemplo, los clientes regulados que pasan a un régimen libre comenzarán a observar cargos asociados al mercado mayoristas, por ejemplo, los pagos laterales existentes e impuesto al CO<sub>2</sub>. Por esto, el regulador deberá implementar mecanismos que regulen los pass-through en las tarifas, y entreguen mayor transparencia y entendimiento por parte de los usuarios.

---

<sup>33</sup> El regulador no cuenta con una evaluación del impacto de las medidas de equidad en los distintos segmentos de clientes.

Finalmente, es evidente que no se podrá avanzar a nuevas tarifas costo-reflectivas, si no se avanza primero hacia una infraestructura de medición que lo permita.

## 5.3 Comercialización

### 5.3.1 Transitar hacia una nueva “arquitectura” de relaciones entre el mercado mayorista, la distribuidora, el comercializador y los clientes

La introducción de la comercializadora tiene como objetivo mejorar la eficiencia y crear nuevas propuestas de valor a través de la apertura de la competencia en la venta de energía en el segmento de actuales clientes regulados. Para ello, las nuevas comercializadoras deben tener el mayor grado de libertad de acceso y salida de este mercado, y a los clientes se les debe asegurar la libertad para elegir y cambiar entre ofertas de comercializadoras al menor costo de transacción.

Bajo la arquitectura actual del mercado de clientes regulados, estos clientes son abastecidos por una única empresa distribuidora dentro de su zona de concesión, la cual, mediante la interacción del regulador, licita los volúmenes de energía necesarios para suministrar a sus clientes regulados.

Para permitir el ingreso de la nueva figura de comercializadoras se deben diseñar nuevas reglas de mercado que establezcan los requisitos, obligaciones y demás condiciones que se deben cumplir tanto para éstas como para las empresas distribuidoras, los clientes y el regulador, de forma que el mercado funcione correctamente.

Luego, la introducción de la comercializadora plantea un gran desafío respecto de cómo se hace la transición desde el régimen de contratos de suministros vigentes a la liberalización de este mercado. Además, se deben tomar decisiones respecto de las reglas de mercado con que operará la comercializadora definiendo, por ejemplo, si ésta puede acceder al mercado spot, si se le permite libremente definir su estrategia comercial o se le obliga a contar con un mix de contratos de largo y corto plazo que aseguren la suficiencia del sistema y den seguridad que la infraestructura involucrada les será pagada a los inversionistas y generadores con contratos vigentes.

Las visiones presentadas en este ejercicio convergen en la necesidad de que las comercializadoras puedan acceder a un mix de contratos (incluyendo una combinación de corto, mediano y largo plazo), con un periodo de transición que vaya reduciendo gradualmente el volumen de energía regulada, y abriendo el mercado competitivo de energía libremente comercializada -abastecida por comercializadoras- en la medida que van venciendo los contratos vigentes. Entre las diferentes alternativas discutidas no hay una visión respecto de si la comercializadora debe o no acceder al mercado spot, debido a las posibles incertezas de ingresos para los inversionistas que esto podría generar. Estos contratos entre comercializadoras y generadoras eléctricas son luego traducidos a ofertas de servicios o “planes” para los diversos segmentos de clientes dentro de su área operativa.

Al mismo tiempo, la comercializadora debe cumplir una serie de requisitos para acceder a las licencias, de forma de dar las garantías necesarias sobre la suficiencia del sistema y calidad de servicio a los clientes. Entre las más importantes se incluyen: desintegración vertical (en la distribución) y requisitos de suficiencia tanto financieros como de infraestructura, dando cuenta de ciertos indicadores de calidad comercial. Adicionalmente,

las comercializadoras deben atender a los clientes pasivos mediante una comercializadora “por defecto,” la cual traspasa un precio regulado. Para ello una alternativa es que esta comercializadora por defecto sea definida mediante un proceso licitatorio conducido por la autoridad, proceso que se debe realizar con una frecuencia determinada y los clientes deben cumplir con obligaciones mínimas de estadía. Además, se debe contemplar la protección de usuarios ante la quiebra de comercializadoras asegurando que existe una que opera como comercializadora de último recurso. Es necesario definir quién asume esta responsabilidad, los plazos durante el cual los usuarios pueden estar en esta situación y los precios de la energía que se deben traspasar a clientes.

En cuanto a los clientes, la implementación de la comercializadora implica que, en la práctica, deberán interactuar con dos entidades responsables de su suministro, aunque en distintos ámbitos. Por un lado, la distribuidora será la responsable de la calidad de suministro (e.g. nivel de tensión, frecuencia y duración de interrupciones) y, por el otro, la comercializadora que será responsable de la calidad de atención comercial, lo que involucra abordar aspectos de medición (en caso de que le corresponda), estructuración de productos y tarifas, facturación y atención de consultas. Un desafío que surge es definir la interfaz entre distribuidora-comercializadora que deberá enfrentar el cliente, debido a la complejidad que significa el entendimiento sobre a quién acudir o reclamar cuando “se corta la luz”. No se debe olvidar que uno de los objetivos tras la implementación de la comercialización es que el cliente pueda elegir entre distintas propuestas de valor y moverse entre ellas con los mínimos costos de transacción.

Respecto de la distribuidora, su operación no debe distorsionar la competencia en el mercado debiendo estar desintegrada verticalmente<sup>34</sup>. La distribuidora es el ente responsable de otorgar la calidad del servicio a los clientes y también, podría funcionar como comercializadora de último recurso ante la eventual quiebra de un comercializador, caso en el cual la distribuidora asociada traspasará el suministro a un precio que no distorsione el mercado.

Finalmente, el regulador debe establecer la certeza regulatoria para los generadores respecto de los contratos vigentes; establecer los requisitos para asegurar un estándar de calidad de servicio para el cliente y de solvencia del comercializador; determinación de las condiciones contractuales y, por ende, los precios tanto para la comercializadora “por defecto” como “de último recurso”, de forma tal que no distorsionen el mercado. No existe aún claridad sobre cuál sería el mejor modelo para determinar este precio en el contexto chileno.

### 5.3.2 Establecer una cancha pareja, abierta a todo el mercado y con respeto de las reglas heredadas

Un elemento clave a considerar en el proceso de implementación de la comercialización no regulada en distribución tiene que ver con el resguardo ante efectos de inequidad que pueden afectar de distinta manera a distintos segmentos de clientes. La evidencia internacional muestra que el volumen de clientes pasivos, aquellos que no migran ni se mueven activamente entre comercializadoras, es amplio. Por lo tanto, la forma en que se

---

<sup>34</sup> Como está establecido actualmente el giro exclusivo (según las definiciones de la Ley Corta de Distribución -Ley N°21.194, Diciembre 2019), no se separa la operación de las redes de distribución de la comercialización a clientes regulados.

implemente la comercialización debe resguardar tanto a aquellos que optan por la comercialización libre como a aquellos que permanecen como clientes de comercializadoras “por defecto”. Lo importante de este proceso gradual está en resguardar que no ocurra un “descreme” que re-segmenta el mercado creando una mayor desigualdad de acceso y variaciones de precios entre diferentes segmentos o tipos de clientes. Esto implica que la posibilidad de ir abriendo, en el largo plazo, el espacio competitivo de la comercialización a los clientes, no debiese predefinirse por el tamaño de la conexión a la red, es decir, que se permita la migración al régimen libre los clientes de cierto tamaño mínimo.

Más aún, durante el periodo de transición (i.e. hasta que venzan los contratos regulados vigentes), los clientes que se liberalicen accederán a precios de la energía más baratos con respecto a quienes permanezcan como regulados. Sin embargo, sólo una fracción del universo de clientes regulados podrá liberalizarse (de manera paulatina hasta liberalizar todo el segmento regulado) y capturar el beneficio de acceder a precios más bajos. Luego, el regulador deberá establecer los criterios para definir quiénes serán los clientes que primero se liberalizan, y por lo tanto recibir los beneficios de precios más bajos, criterios que no debieran restringirse solamente a su tamaño (en kW). Dichos criterios deberán considerar ciertos grupos objetivos (e.g. grupos vulnerables) a los que se quiera priorizar su acceso a precios más asequibles en forma consistente con los objetivos de política pública.

Lo anterior tiene implicancias directas en el diseño del proceso de cierre o término de los contratos regulados actuales entre generadores y distribuidoras. Una alternativa es permitir una transferencia de los contratos actuales, permitiendo así que operen como un nuevo mecanismo de suficiencia y reducción de riesgo para inversiones existentes. Otra alternativa es permitir el término anticipado de los contratos existentes, asumiendo un costo por dicho término, el que necesariamente deberá ser acordado entre las partes. Sin embargo, este proceso debe asegurar que no existan bolsones de contratos desahuciados en la espalda de los clientes menos capaces de participar del mercado o clientes pasivos. Un tema adicional para abordar, es el diseño de una regulación de mercado de clientes regulados y libres que contribuya a pagar los costos asociados al desarrollo de la infraestructura necesaria para cumplir con los objetivos de descarbonización de la matriz para los próximos años.

## 5.4 Integración de DERs

### 5.4.1 Dar un acceso a DERs sin discriminación, y abrir espacios para nuevos mercados

Los DERs constituyen un elemento central en la transición hacia un sistema energético bajo en carbono, resiliente y accesible para todos los miembros de la sociedad con precios bajos. En particular, las DERs habilitan cambios al modelo de negocio tradicional de la distribución eléctrica y permiten la entrada de nuevos actores junto a nuevos modelos de negocios. Sin embargo, el despliegue de los DERs también podría darse sin mayores cambios en la estructura, reglas, modelos de negocios, y sin la irrupción de nuevos actores. Lo anterior tiene implicancias en la direccionalidad del cambio sociotécnico y en las definiciones u objetivos de política pública que se construyan.

Los DERs pueden conceptualizarse sólo como set de opciones que funcionan a escala completamente descentralizada, para la autogestión de usuarios individuales, quienes se transforman en prosumidores sin un rol en el mercado de distribución eléctrica. Alternativamente, pueden concebirse como un conjunto de oportunidades descentralizadas o relativamente centralizadas a escala de la distribución, las que pueden interactuar entre ellas y participar del mercado de distribución, dando cabida tanto para nuevos actores como para los incumbentes.

Las nuevas tecnologías habilitan a los usuarios (o prosumidores) y a los nuevos actores del mercado para fomentar una gestión eficiente de la autogeneración y consumo energético; entregar servicios de red (e.g. flexibilidad, estabilidad de frecuencia y voltaje, arbitraje energético); e influir en la planificación y desarrollo del sistema eléctrico aguas arriba, tanto a escala de distribución, como transmisión y generación (e.g. disminución de congestiones, desplazamiento de nuevas inversiones). Para que este nuevo abanico de servicios se desarrolle con la participación de nuevos actores, se requiere el surgimiento de nuevos modelos de negocio (e.g. agregadores de demanda, comercialización, gestión de información, P2P, digitalización del mercado). Por ello, la velocidad y profundidad de la penetración y desarrollo de DERs en el sistema eléctrico dependerá de la articulación entre la regulación y el mercado, además del fortalecimiento del rol que juegan diversos actores. Un desafío para el regulador será facilitar la creación de mercados que se ajusten a las necesidades de los distintos actores y, que a su vez, estos mercados se desarrollen entregando soluciones costo-eficientes (en consideración de que nuevas tecnologías y modelos requieren “madurar” y aumentan su eficiencia mediante su adaptación e integración al sistema energético), contribuyendo de esta forma al logro de los objetivos de política pública.

Dependiendo de la escala de la diseminación de DERs y de cómo participan diversos actores en este nuevo mercado, surge una discusión en torno al grado de libertad que estos actores tienen para acceder al mercado con tecnologías DERs.

Los DERs, por definición, se desarrollan mejor en ausencia de fuerzas monopólicas que puedan ejercer presiones que limiten el surgimiento de nuevos actores, tecnologías y modelos que fomenten su integración y crecimiento. Por tanto, es más eficiente la creación de espacios competitivos para el desarrollo de los DERs, por lo que deberían tener un acceso libre y no discriminatorio a las redes de distribución. Es decir, quien implementa los DERs decide dónde instalarse y la operadora de la red está obligada a conectarlo a través de un procedimiento claro y transparente.

No obstante, existen matices sobre cómo se implementa el acceso libre y no-discriminatorio en términos de pago por acceso o uso de la red de distribución. Por un lado, la visión más costo-reflectiva presentada en este ejercicio, indica que los DERs deben pagar los costos de acceso y uso de las redes como cualquier otro usuario. Esa visión, puede combinarse con mecanismos transitorios de liberar o rebajar los pagos por acceso si se quieren incentivar los DERs. Por el otro lado, otra visión, que busca promover más aceleradamente los DERs y la innovación, propone que los costos de acceso y uso de redes podrían socializarse entre todos los usuarios de la red.

Además, se deben crear y abrir espacios de mercado en que los distintos actores tengan el derecho de participar y competir en igualdad de condiciones. Por ejemplo, los DERs pueden vender servicios a mercados, y competir en igualdad de condiciones con actores de generación y transmisión en la provisión de estos servicios. La participación en estos

mercados podría darse de manera totalmente atomizada (i.e. cada usuario participa directamente en el mercado) o de manera agrupada por medio de un “agregador”. Así, el rol del agregador sería el de agrupar y coordinar actores atomizados para ofrecer servicios de manera agregada y permitir que estos pequeños actores participen del mercado. La creación e implementación de estos mercados requieren de la interacción dinámica de adaptaciones regulatorias, del reconocimiento y valoración de los servicios que ofrecen los DERs y de la evolución de éstos de forma que se transformen en alternativas costo-eficiente.

Por otro lado, la creación de mercados competitivos implica también un mayor grado de esfuerzo regulatorio para proteger la libre competencia y la capacidad de elegir de los usuarios. Por ejemplo, al evitar trabas contractuales que limiten la proliferación de nuevos servicios entre consumidores y proveedores, y protegiendo a los clientes a través de la regulación de ofertas claras y transparentes. Dentro de este mayor esfuerzo regulatorio y protección de la libre competencia, entre las distintas visiones discutidas, existe un acuerdo sobre que las empresas distribuidoras, en su rol de operador de red, no debiesen participar directamente en el mercado de DERs. En caso de que los grupos empresariales que participan en la distribución tienen interés de participar en estos nuevos mercados, deben hacerlo a través de otras empresas, de forma que se extienda la definición legal del giro exclusivo en distribución eléctrica.

#### 5.4.2 Dilucidar el nuevo rol para el operador de las redes de distribución en un contexto de alto desarrollo de DERs

La función del operador de la red de distribución es clave no sólo para facilitar el desarrollo de los DERs, sino también para la entrada de nuevos usuarios y actores. Desde el punto de vista de los mercados de DERs y de servicios a la red, el operador de red debe ejercer su rol como una plataforma que fomenta la competencia, sin distorsionar los mercados competitivos. El operador de red no se involucra en mercados no regulados, y su campo de acción se acota a la administración de las redes de distribución. De esta manera, asegura una “cancha nivelada” y entrega un acceso justo a los distintos actores que interactúan, esto es: usuarios, proveedores de DERs, comercializadores, agregadores de demanda, entre otros.

Un operador de redes de distribución que fomenta la competencia facilita el cumplimiento de los objetivos de política pública en términos de calidad, acceso, eficiencia económica, precios asequibles y descarbonización, ya que un mercado competitivo podría ser más eficiente. En términos más generales a lo expuesto anteriormente, el operador de la red de distribución debe:

- Preservar la continuidad y seguridad del servicio de distribución.
- Facilitar la operación más económica del sistema eléctrico que realiza el Coordinador.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema de distribución.
- Facilitar inversiones oportunas, eficientes y competitivas en la red de distribución.
- Garantizar el acceso abierto y no discriminatorio al sistema de distribución.

- Apoyar a los usuarios (actuales y potenciales) de la red de distribución en realizar decisiones informadas mediante la provisión de información completa, precisa y oportuna.
- Coordinar con los actores que corresponda, una planificación y desarrollo eficiente del sistema de transmisión y distribución considerando las interacciones a través de los límites del sistema de transmisión y distribución, y/o a través de los límites de dos sistemas de distribución, según corresponda.

## 5.5 Acceso y Gestión de la información

### 5.5.1 Identificar el mejor modelo para quien encargado de gestionar la información de los clientes

En la actualidad, la gestión de la información de los clientes es realizada de manera exclusiva por la distribuidora. Ello en coherencia con las dos funciones que hasta hoy realiza la distribuidora, siendo el operador de la red de distribución y el suministrador comercial. Sin embargo, el avance de la tecnología y la creación de nuevos roles/agentes en la distribución eléctrica, posibilita diseñar nuevos sistemas de gobernanza para gestionar la información. De las dos grandes alternativas propuestas en este ejercicio, existe un consenso de que esto resultará una plataforma de información de gran valor para el sistema. Para su gestión, una de las opciones propuestas corresponde a un ente centralizado, único e independiente a ser licitado por el regulador<sup>35</sup>, en cuyo caso se debe asegurar que el traspaso de información sea al costo mínimo vigilando que no se pierdan las economías de ámbito que hoy goza la distribuidora (y por ende se pierda eficiencia). Otra alternativa es avanzar hacia un sistema descentralizado, donde la información del cliente se comunica bidireccionalmente hacia los agentes de la red que interactúan con él (e.g. comercializadora, agregador, entre otros).

Entre ambas opciones existe una diversidad de posibilidades como, por ejemplo, un sistema híbrido donde quien recoge la información también se encarga de la gestión de la misma. No es claro cuál sería el mejor modelo para el contexto chileno, ni tampoco existe suficiente experiencia internacional para evaluar las ventajas y desventajas de cada sistema, pero se debe velar por que la administración del sistema se corresponda con la eficiencia del diseño escogido, por ejemplo, con los requerimientos definidos para los medidores inteligentes. Se debe profundizar en la evaluación de sistemas costo-eficientes que gestionen la información de manera ágil, oportuna, segura y resguarden la privacidad de los clientes.

### 5.5.2 Balancear la tensión entre acceso a la información para el desarrollo de nuevos bienes y servicios de valor y la privacidad del cliente

Un aspecto relevante en el acceso a la información es balancear la tensión entre el resguardo de la información de carácter privado versus la información necesaria para que los distintos agentes cumplan sus funciones. En ese sentido, existen distintos niveles de información del cliente al que cada agente requeriría para cumplir sus funciones:

---

<sup>35</sup> Alternativamente, el ente independiente podría tener una gobernanza conjunta de los stakeholders del sistema.



- **Comercializador/Suministrador:** Información del cliente para facturar su consumo, y entregar recomendaciones, por ejemplo, para un consumo más eficiente.
- **Agregador:** Información del cliente para la función de agregar su demanda y DERs, y que permita el surgimiento de nuevos mercados de servicios de valor.
- **Servicios energéticos:** La información que el cliente voluntariamente acuerde entregar por contrato para acceder a distintos servicios energéticos.
- **Operador de red:** El operador tiene acceso a la información de consumo del cliente, cumpliendo ciertos requerimientos normativos para el manejo seguro de la información. Dependiendo del modelo de gestión de datos, el operador de red puede tener acceso directo al medidor o mediante un tercero (e.g. empresa de gestión de datos). En caso de que el modelo de acceso sea mediante un tercero, se deben asegurar procesos que permitan un acceso oportuno y a tiempo de la información. La información, que es de propiedad de cada cliente, queda disponible para el operador de red (si cumple con los requerimientos normativos mencionados) como condición de participación en el sistema eléctrico.
- **Cliente:** Toda la información (ya que es del cliente).
- **Terceros:** Información de clientes de manera agregada (de manera que no puedan ser individualizada) e información de las redes de distribución que no pongan en peligro la seguridad del sistema de distribución. El uso de esta información puede tener fines académicos, desarrollar estrategias comerciales, entre otros. Por ejemplo, actores como el comercializador, agregador y/o prestador de servicios energéticos pueden utilizar esta información para identificar nuevos mercados y servicios que agreguen valor.

En todos los casos, el acceso a la información debe ser siempre con autorización del cliente final.

### 5.5.3 Enfoque sociotécnico en la educación al prosumidor sobre las nuevas tecnologías

La introducción de las nuevas tecnologías, en particular de la medición inteligente, es un elemento fundamental para el adecuado desarrollo de las visiones aquí presentadas sobre el futuro de la distribución, y en particular, para el desarrollo de una nueva gobernanza de la información.

La reciente experiencia en Chile, con la fallida introducción de los medidores inteligentes, reafirma que el diseño e implementación de la política pública no sólo debe obedecer criterios técnicos, sino que además debe considerar, informar e involucrar a la ciudadanía. El caso chileno no es la excepción. Tanto en Europa como en Estados Unidos, han existido dificultades en la implementación de la medición inteligente, en parte, por la poca aceptación y desconfianza hacia esta tecnología en sectores de la población. Por esto, no basta con que los expertos del sector comprendan los beneficios de la medición inteligente, sino que también los usuarios deben estar informados sobre los beneficios, costos y riesgos asociados.

En la visión del futuro de la distribución, los prosumidores se comportan de manera activa adaptando su consumo e inyecciones de energía a través de señales entregadas por plataformas de medición inteligente. Sin embargo, si los usuarios no están preparados/educados se enfrentarán a una situación de incertidumbre que puede generarles desconfianza. Más aún, puede que su comportamiento no se ajuste a las expectativas “racionales” de toma de decisiones, ni que los usuarios estén dispuestos a delegar la toma de decisiones a algoritmos, dificultando el funcionamiento óptimo del sistema. De esta manera, si el comportamiento del usuario se convierte en un factor crítico, entonces, es fundamental involucrarlos/considerarlos en el diseño e implementación de las nuevas tecnologías.

Por lo anterior, el despliegue de las nuevas tecnologías debe ser abordado desde una perspectiva sociotécnica<sup>36</sup> y centrada en el usuario. Así, no sólo importan los aspectos relativos al desarrollo de los estándares técnicos sobre cómo se accede y traspasa la información entre actores, y el diseño del mercado para que disminuir las barreras de entrada. También, se debe proporcionar información adecuada y educación al futuro prosumidor/usuario sobre los aspectos fundamentales tras estas tecnologías, de manera de empoderar a los usuarios.

---

<sup>36</sup> Visión que reconoce que las personas y la tecnología están interrelacionadas y co-evolucionan.

## 6. Referencias

- Borregaard, N., Palma, R., Benavides, C., Jimenez, G., Valenzuela, L., Treimun, J., . . . Silva, C. (2018). *Futuro de la Energía en Chile: Documento base - Insumo en construcción*. Santiago: EBP.
- Brandstätt, C., Brunekreeft, G., Buchmann, M., & Friedrichsen, N. (2014). Information Governance in Smart Grids – A Common Information Platform (CIP). *Bremen Energy Working Papers No. 18, Jacobs University Bremen*. .
- Brisbois, M. C. (2019). Powershifts: A framework for assessing the growing impact of decentralized ownership of energy transitions on political decision-making. *Energy Research & Social Science* 50, 151-161.
- Brunekreeft, G., Luhmann, T., Menz, T., Müller, S.-U., & Recknagel, P. (2015). *Regulatory Pathways For SmartGrid Development in China*. Bremen: Springer Open.
- Buchmann, M. (2017). Governance of data and information management in smart distribution grids: Increase efficiency by balancing coordination and competition. *Utilities Policy*, 1-10.
- Burger, S. P., Jenkins, J. D., Huntington, S. C., & Perez-Arriaga, I. J. (2019). Why Distributed?: A Critical Review of the Tradeoffs Between Centralized and Decentralized Resources. *IEEE Power and Energy Magazine* 17, n.o 2, 16-24.
- Bustos, Á., & Galetovic, A. (2002). Regulación por empresa eficiente: ¿Quién es realmente usted? *Estudios Públicos*, 145-182.
- Concettini, S., & Créti, A. (2013). *Liberalization of electricity retailing in Europe: coming Liberalization of electricity retailing in Europe: coming*. Paris: École Polytechnique Paris Tech - Centre National de la Recherche Scientifique.
- Convery, F. J., Mohlin, K., & Spiller, E. (2017). Designing Electric Utility Rates: Insights on Achieving Efficiency, Equity, and Environmental Goals. *Review of Environmental Economics and Policy*, pp. 156–164.
- Cross-Call, D., Gold, R., Goldenberg, C., Guccione, L., & O’Boyle, M. (2018). *Navigating Utility Business Model Reform: A practical guide to regulatory design*. Boulder, Colorado: Rocky Mountain Institute.
- Cross-Call, D., Gold, R., Guccione, L., Henchen, M., & Lacy, V. (2018). *Reimagining the Utility: Evolving The Functions And Business Model Of Utilities To Achieve A Low-Carbon Grid*. Boulder, Colorado: Rocky Mountain Institute.
- De Martini, P., Kristov, L., & Schwartz, L. (2015). *Distribution Systems in a High Distributed Energy*. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL).
- Deller, D., Price, C. W., Errington, E., Fletcher, A., Hargreaves, T., Harker, M., . . . Turne, G. (2018). *Fairness in Retail Energy Markets?: Evidence from the UK*. Norwich, Norfolk: Centre for Competition Policy - University of East Anglia.

- Expert Group 3. (2013). *EG3 First Year Report: Options on handling Smart Grids Data*. Expert Group 3 - Regulatory Recommendations for Smart Grids Deployment.
- Goanna Energy Consulting. (2016). *Cross-subsidies in Tasmanian Electricity Tariffs: Impacts on Small Business*. Tasmanian Small Business Council.
- IEA. (15 de Noviembre de 2018). *Smart grids*. Obtenido de International Energy Agency: <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/smartgrids/>
- ISCI. (2019). *Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica - Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final*. Santiago: Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería.
- ISCI. (2020). *Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica - Informe Final Definitivo*. Santiago: Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería.
- Lu, L., & Price, C. W. (2018). *Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups*. Centre for Competition Policy - University of East Anglia.
- Markham, D. (2019). *Cost reflective pricing: Not so simple in practice*. Obtenido de Australian Energy Council: <https://www.energycouncil.com.au/analysis/cost-reflective-pricing-not-so-simple-in-practice/>
- Ministerio de Energía. (2018). *Diagnóstico para una Nueva Regulación de la Distribución Eléctrica en Chile*. Santiago: Ministerio de Energía.
- Ministerio de Energía. (2019). *Reforma a la Distribución*. Santiago: Ministerio de Energía.
- Moreno, R., Bezerra, B., Rudnick, H., Suazo-Martinez, C., Carvalho, M., Navarro, A., Silva, C. & Strbac, G. (2020). Distribution Network Rate Making in Latin America: An Evolving Landscape. *IEEE Power and Energy Magazine*, 18(3), 33-48.
- Mouat, S. (17 de Noviembre de 2016). *A New Paradigm for Utilities: The Rise of the Prosumer*. Obtenido de Schneider: <https://blog.schneider-electric.com/energy-management-energy-efficiency/2016/11/17/new-paradigm-utilities-rise-prosumer/>
- Ozar, R. G. (2017). *Incentive Regulation of Distribution Utilities - A Primer: Theory and Practice*. Michigan: Michigan Public Service Commission.
- Poudineh, R. (2019). *Liberalized retail electricity markets: What we have learned after two decades of experience?* Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- PUC & CNE. (2017). *Diagnóstico de la regulación del sector de distribución eléctrica en Chile*. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile y Comisión Nacional de Energía.
- PwC. (2017). *Task C: GECOL Institutional dev. and perform. improvement*. The World Bank.
- Rocholl, N., & Bolton, R. (2016). Berlin's electricity distribution grid: an urban energy transition in a national regulatory context. *Technology Analysis & Strategic Management* 28, n.o 10, 1182-1194.
- Strbac, G., & Pollitt, M. (14 de Febrero de 2017). Meeting Guide and Discussion Material. (R. Moreno, Entrevistador)

Universidad de Chile. (2019). *Informe N°1 - Gobernanza de la información relativa al consumo de energía en el contexto de redes inteligentes: Análisis internacional comparado*. Santiago: Centro de Regulación y Competencia de la Facultad de Derecho Universidad de Chile.

## A1 Acrónimos

**CNE:** Comisión Nacional de Energía.

**DER:** Distributed Energy Resources (recursos energéticos distribuidos).

**DSO:** Distribution System Operator.

**ESCO:** Energy Service Company.

**FNE:** Fiscalía Nacional Económica.

**ISCI:** Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería.

**KPI:** Key Performance Indicator (indicadores de desempeño).

**P2P:** Peer to Peer (entre pares).

**PLC:** Power Line Communication.

**PMGD:** Pequeños Medios de Generación Distribuida.

**PPA:** Power Purchase Agreement.

**SEC:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

**SERNAC:** Servicio Nacional del Consumidor.

**SSCC:** Servicios Complementarios.

**TDLC:** Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

**TSO:** Transmission System Operator.

**V2G:** Vehicle to Grid.

**VNR:** Valor Nuevo de Reemplazo.

## A2 Conversatorios

### A2.1 Metodología

Ambos conversatorios fueron estructurados de manera similar. En la primera mitad de la jornada, se presentó la metodología de la iniciativa, las visiones de los proponentes, y una comparación de estas visiones. En la segunda mitad del conversatorio, se trabajó en salas virtuales para recoger las opiniones y visiones de los asistentes. La Tabla 13, incluye las preguntas que guiaron la conversación en las salas virtuales.

Tabla 13. Preguntas guía para la discusión en salas virtuales.

Tema	Preguntas
Remuneración	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ¿Cree usted que se debe cambiar la forma bajo la cual hoy se calcula la remuneración a la distribución? ¿Por qué? ¿Qué aspectos se deben considerar?</li> <li>• ¿Cómo diseñar un sistema de remuneración que refleje los desafíos de la política pública (e.g. calidad de servicio)? ¿Cuáles deberían ser los principales indicadores de desempeño? ¿Qué cambios se requieren al sistema actual?</li> <li>• En esta iniciativa de Futuro de la Distribución, se propusieron 3 visiones distintas. ¿Cuáles son las bondades y desafíos que ve en cada uno?</li> </ul>
Tarifas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ¿Cómo cree que se deberían traspasar los costos tanto de la red de distribución como de los otros segmentos a los clientes? ¿Considera necesario que sea la CNE quien estructure las tarifas (regulada) o se debe dar flexibilidad para que el comercializador las estructure en un 100% (libre)?</li> <li>• ¿Cómo compatibilizar una mayor costo-reflectividad (e.g. tarifa de invierno) con desafíos de equidad? ¿Qué se debe privilegiar?</li> </ul>
Comercialización	<p>¿Qué opina respecto de la incorporación de este nuevo actor al mercado?, ¿Qué mejoras considera que incorporaría el Comercializador? ¿Cuáles son sus expectativas respecto de las modificaciones que se producirá su incorporación?</p>
Integración de DERs	<p>¿Cuáles creen que son los beneficios de la incorporación de recursos energéticos distribuidos (e.g. vehículos eléctricos, baterías, generación distribuida) para las redes, los clientes, y las tarifas? ¿Considera importante y necesaria su incorporación, por qué?</p>

Tema	Preguntas
Acceso y Gestión de la información	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ¿Quién cree que debe hacerse cargo del acceso y gestión de la información, y bajo qué modelo?</li> <li>• ¿Cómo se asegura acceso a la información para el desarrollo de nuevos bienes y servicios de valor y se preserva la privacidad del cliente?</li> </ul>

Adicionalmente, se les preguntó a los asistentes: ¿Hacia dónde cree usted que debería avanzar la distribución eléctrica? Esta pregunta fue realizada a través del software Menti, y segmentada por eje de acuerdo a la Figura 1. Por ejemplo, para el caso del sistema de remuneración, los asistentes podían responder en una escala de 1 a 5, si creían que se debe mantener la remuneración a partir de la empresa modelo (valor 1) o avanzar hacia una remuneración sobre activos reales (valor 5). Luego, los valores 2, 3 y 4 son intermedios entre estos dos extremos (valores 1 y 5).

La pregunta sobre “¿Hacia dónde cree usted que debería avanzar la distribución eléctrica?” fue realizada en dos instancias. Primero, antes de comenzar las presentaciones de los proponentes, y luego, posterior al trabajo en las salas virtuales. Las respuestas promedio de los asistentes en ambas instancias fueron muy similares. Sin embargo, se hace notar que la cantidad de personas que respondió las preguntas en la segunda instancia fue menor, por lo tanto, no se puede comparar directamente ambos resultados (ver Tabla 14). En el resto del informe, se utilizarán las respuestas promedio expresadas por los asistentes en la primera instancia (previo a las presentaciones de los proponentes), ya que el número de respuestas es mayor y más representativo.

Además, al final de cada jornada se les pidió a los asistentes que indicarán las tres ideas fuerza para el Futuro de la Distribución.

Tabla 14. Números de los conversatorios.

Números	7 de Julio 2020	8 de Julio 2020
Asistentes <sup>37</sup>	200	118
Participantes en salas virtuales <sup>38</sup>	70	42
Respuestas previo al trabajo en salas virtuales	79, 77, y 81 <sup>39</sup>	38 y 37 <sup>40</sup>

<sup>37</sup> Dato extraído de la plataforma Zoom. Incluye todos los usuarios conectados a la plataforma, incluidos los presentadores y moderadores.

<sup>38</sup> Dato extraído de la plataforma Zoom. Incluye todos los usuarios conectados a la plataforma, incluidos los presentadores y moderadores.

<sup>39</sup> Los números de respuestas corresponden a Comercialización, Integración de DERs, y Acceso y Gestión de la información.

<sup>40</sup> Los números de respuestas corresponden a Remuneración, y Tarifas.



Números	7 de Julio 2020	8 de Julio 2020
Respuestas posteriores al trabajo en salas virtuales	34, 32, y 35 <sup>41</sup>	27 y 27 <sup>42</sup>
Respuestas tres ideas fuerza para el Futuro de la Distribución	34	29

## A2.2 Respuestas a las preguntas interactivas por Menti

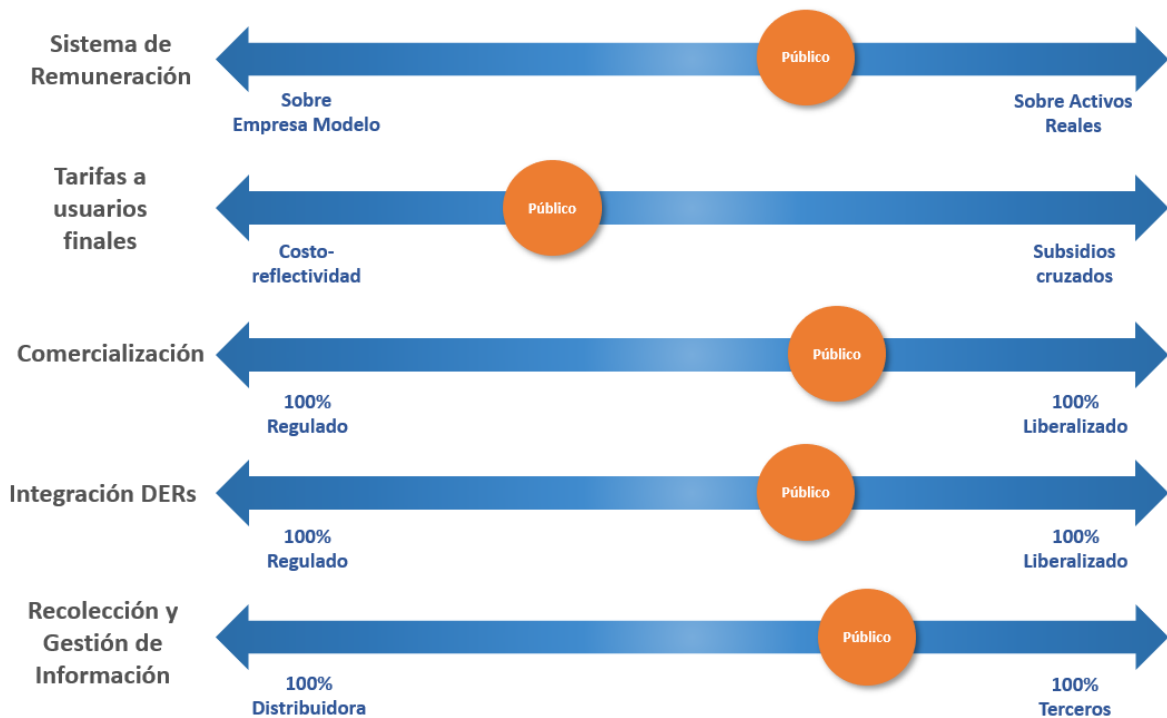


Figura 12. Posición promedio del público asistente a los conversatorios en los 5 ejes.

Durante los conversatorios se les solicitó a los asistentes responder “¿Hacia dónde cree usted que debería avanzar la distribución eléctrica?”, a través de los ejes temáticos que utilizaron las propuestas. En la Figura 12, se muestran los resultados promedio. Se puede observar, que en general, las respuestas de los asistentes tienden a modificar el sistema actual incorporando activos reales a la remuneración, incorporando mayor costo-reflectividad en las tarifas, liberalizando la comercialización e integración de DERs, y proponiendo que sean terceros quienes gestionen la información. En la Figura 13, se comparan las respuestas promedio de los asistentes con las tres propuestas. Se puede observar que las respuestas de los asistentes son similares a las posiciones de la propuesta de la U. de Chile.

<sup>41</sup> Los números de respuestas corresponden a Comercialización, Integración de DERs, y Acceso y Gestión de la información.

<sup>42</sup> Los números de respuestas corresponden a Remuneración, y Tarifas.

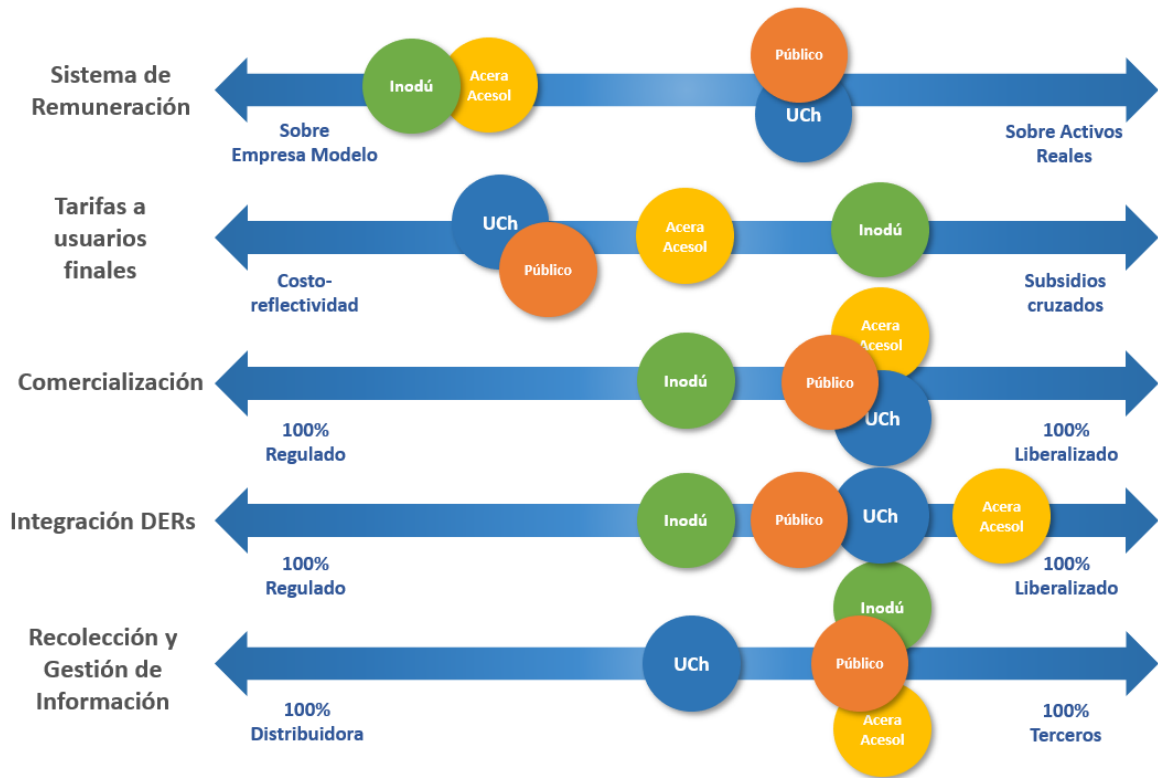


Figura 13. Comparación de las propuestas y público asistente a los conversatorios.



Figura 14. Nube de palabras sobre las tres ideas fuerza para el futuro de la distribución que mencionan los asistentes a los conversatorios<sup>43</sup>.

Al final de cada conversatorio, se les solicitó a los asistentes identificar tres ideas fuerza para el futuro de la distribución. La Figura 14 muestra los resultados combinados de ambos conversatorios. Se puede observar, que los conceptos que más se mencionan son: “Calidad”, “Competencia”, “Eficiencia”, “Innovación” y “Descarbonización”<sup>44</sup>. Resulta interesante notar, que los conceptos con mayor número de menciones son parte de los criterios de evaluación definidos en la sección 2.2 para evaluar los impactos de las propuestas.

<sup>43</sup> La nube de palabras incluye las respuestas de los dos días de conversatorio.

<sup>44</sup> Lista de ideas con 10 o más menciones.

## A3 Revisión bibliográfica previo a las propuestas

Las tablas que se muestran a continuación se presentan en forma sintética distintas alternativas que aparecen en la literatura para cada uno de los ejes. El objetivo es entregar una orientación estratégica sobre las ventajas y desventajas de cada alternativa, de forma de dar una base mínima para la discusión y evaluación de las alternativas que se propongan. Se entiende que las tablas no presentan una revisión exhaustiva y que existe una infinidad de posibilidades de sistemas. Finalmente, la distribución de los ejes en este anexo es ligeramente distinto al utilizado en el documento. Esto se debe, a que se redefinieron los ejes a medida que progresaban las discusiones de las alternativas.

### A3.1 Sistemas de remuneración

Tabla 15. Ventajas y desventajas de distintos sistemas de remuneración (en colores una propuesta de cómo se relacionan las ventajas con los criterios de evaluación seleccionados).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
A	Sistema actual (empresa modelo) <sup>45</sup>	Incentiva a la distribuidora a minimizar sus costos (Moreno, y otros, 2020). <b>(+Eficiencia)</b>	No reconoce apropiadamente soluciones operacionales en reemplazo de inversiones, y no considera el potencial impacto favorable de nuevas tecnologías en distribución (ISCI, 2019) <sup>46</sup> . <b>(-Eficiencia)</b> <b>(-Innovación y modernización)</b>
		Simple y de fácil implementación por el regulador (Moreno, y otros, 2020). <b>(+Eficiencia)</b>	Estudios de costos que no reconocen adecuadamente la diversidad de condiciones de cada área de concesión (ISCI, 2019). <b>(-Eficiencia)</b>
		Ineficiencias no se traspasan al cliente final (Ministerio de Energía, 2019).	Poco incentivo a la inversión para mejorar la confiabilidad del sistema y modernizar las redes (Moreno, y otros, 2020). <b>(-Eficiencia)</b> <b>(-Calidad del Servicio)</b> <b>(-Innovación y modernización)</b>

<sup>45</sup> El mecanismo actual de valorización en Chile puede interpretarse como una regulación de precios ex-ante en base a price-cap (ISCI, 2019).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
			<p>Incentiva niveles de confiabilidad desiguales entre zonas urbanas y rurales (ISCI, 2019; Moreno, y otros, 2020).</p> <p><b>(-Asequibilidad y Equidad)</b></p> <p>Los costos se minimizan de forma aislada en el área de concesión y no consideran el resto del sistema (Moreno, y otros, 2020).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p>No facilita la reducción de asimetrías de información de costos reales entre el regulador y la distribuidora (Bustos &amp; Galetovic, 2002)<sup>47</sup>. Además, existen incentivos para sobreestimar o subestimar los costos en los estudios de cálculo del VAD (ISCI, 2019; Moreno, y otros, 2020).</p> <p><b>(-Eficiencia) (-Transparencia)</b></p> <p>No considera la participación de stakeholders en el proceso de remuneración. (ISCI, 2019; Moreno, y otros, 2020).</p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>Desincentivo por parte de las empresas distribuidoras a permitir el libre desarrollo DER<sup>48</sup> (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Competencia)</b></p> <p><b>(-Descarbonización)</b></p>

<sup>48</sup> Ya que estos podrían incrementar los riesgos que ésta percibe, e impactar su remuneración (ISCI, 2019).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
			<p>Bajo nivel de monitoreo de estándares de calidad, multas y compensaciones de bajo monto<sup>49</sup>.</p> <p><b>(-Calidad del Servicio)</b></p>
B	<p>Modelo RIIO (Revenue Incentives Innovation Outputs) de Ofgem en UK.<sup>50</sup></p>	<p>Incentivo a las soluciones innovadoras (e.g DER y NWA<sup>51</sup>) (ISCI, 2019).</p> <p><b>(+Innovación y modernización)</b></p> <p>Alinea (algunos) objetivos de política pública directamente con los ingresos de la distribuidora (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018).</p> <p><b>(+Innovación y modernización)</b></p> <p><b>(+Descarbonización)</b></p> <p>Incentiva la inversión ya que considera los activos reales de la empresa distribuidora en sus planes de negocio (ISCI, 2019).</p> <p><b>(+Innovación y modernización)</b></p> <p><b>(+Calidad de Servicio)</b></p> <p>Una vez definida la remuneración para el periodo de control de precios, las empresas tienen el incentivo a ser eficientes en sus políticas de inversión, operación y mantenimiento (ISCI, 2019).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p>	<p>El regulador requiere de más información para revisar planes de negocio óptimo reales (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>Asimetrías de información que benefician a la distribuidora (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>Sólo parte de los ingresos de la distribuidora están sujetos a resultados basados en el desempeño (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018).</p> <p>Insuficiente foco en el desempeño medioambiental (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018).</p> <p><b>(-Descarbonización)</b></p>

<sup>49</sup> Lo que implica que en términos comparativos existe una brecha entre el ahorro de costos que significa el no realizar inversiones asociadas al cumplimiento normativo respecto de las posibles multas asociadas al incumplimiento

<sup>50</sup> Sistema basado en desempeño y que establece un precio/techo a las ganancias de las distribuidoras que hacen del cargo por uso de las redes.

<sup>51</sup> Non-Wire Alternatives = Non-Wire Solutions.

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
C	Cost-of-Service Activos Reales <sup>52</sup>	<p>Asegura retorno de capital y minimiza incertidumbre (Ozar, 2017; Ministerio de Energía, 2019).</p> <p><b>(+Calidad de Servicio)</b></p> <p>Regulador tiene más control sobre la empresa pudiendo revisar y aprobar planes de inversión de las empresas de forma de asegurar el desarrollo de inversiones por planificación centralizada (Ministerio de Energía, 2019).</p> <p><b>(+Calidad de Servicio)</b></p>	<p>No genera incentivos directos para una operación eficiente (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p>Bajos incentivos para reducir costos (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p>Tendencia de las empresas distribuidoras a escoger un mix tecnológico inapropiado (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Innovación y modernización)</b></p> <p>Incentivo a reportar costos mayores a los reales (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>Incentivos a la sobreinversión (ISCI, 2019; Cross-Call, Gold, Goldenberg, Guccione, &amp; O'Boyle, 2018; Ministerio de Energía, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>Requiere de un fuerte involucramiento y recursos del regulador para analizar planes de inversión (ISCI, 2020).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p>

<sup>52</sup> El regulador determina los ingresos, es decir, el "costo del servicio", que refleja la mediante una tasa de retorno que permita recuperar los costos y obtener un retorno razonable.

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
			<p>Gran parte del riesgo está siendo gestionado por el regulador, no por las empresas que teóricamente son quienes están en mejor posición para gestionar y tomar las decisiones de inversión (ISCI, 2020).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>Traspasa el riesgo de la ineficiencia de la inversión al cliente final (Ministerio de Energía, 2019)<sup>53</sup>.</p>

### ¿Dónde se ubican las opciones?

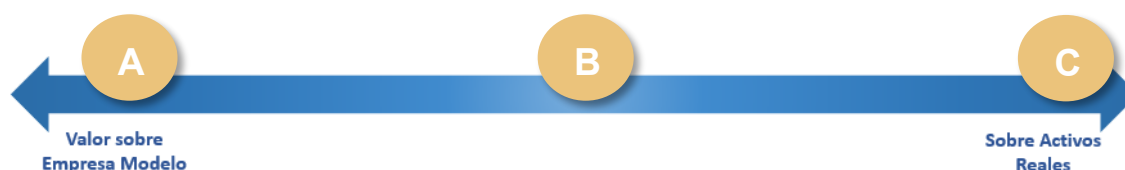


Figura 15. Posición de las alternativas en el eje.

## A3.2 Tarifas

Tabla 16. Ventajas y desventajas de distintos sistemas de tarifas (en colores una propuesta de cómo se relacionan las ventajas con los criterios de evaluación seleccionados).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
A	Sistema actual en Chile	<p>Simple y de fácil implementación por el regulador (Moreno, y otros, 2020).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p>	<p>Las empresas distribuidoras no cuentan con señales o incentivos adecuados para participar y promover actividades como eficiencia energética y generación distribuida<sup>55</sup> (Ministerio de Energía, 2018).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p>

<sup>53</sup> Problema de riesgo moral en la gestión: individuos asumen en sus decisiones mayores riesgos cuando las posibles consecuencias negativas de sus actos no son asumidas por ellos, sino por un tercero (Ozar, 2017).

<sup>55</sup> Más aún, poseen un desincentivo a desarrollar tales actividades puesto que, estructuralmente, implica dar el mismo servicio, pero con menores ventas y, por ende, menores ingresos para el segmento (Ministerio de Energía, 2018).



N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
		El riesgo en la estimación de la demanda lo asume la empresa distribuidora para los clientes regulados <sup>54</sup> .	<p><b>(-Descarbonización)</b></p> <p><b>(-Innovación y modernización)</b></p> <p>Si las ventas de energía exceden las proyectadas en los estudios tarifarios, esto se traduce en ganancias directas para la empresa distribuidora (Ministerio de Energía, 2018).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>Estructuras tarifarias vigentes sólo contemplan el uso de la red desde la perspectiva del consumo eléctrico, limitando el uso eficiente de los recursos (Ministerio de Energía, 2018).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p>Inadecuada asignación de costos por la utilización de la red entre todos los usuarios, pudiendo producir subsidios cruzados<sup>56</sup> (Ministerio de Energía, 2018).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>Estructura de costos e ingresos diametralmente opuesta: mientras en los ingresos la mayor parte son variables, para el caso de los costos la componente de mayor relevancia corresponde a costos fijos<sup>57</sup> (Ministerio de Energía, 2018).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p>

<sup>54</sup> Si las ventas de energía son inferiores a las proyectadas en los estudios tarifarios, esto se traduce en pérdidas directas para la empresa distribuidora.

<sup>56</sup> Todos los clientes que consumen energía asumen los costos por uso de los recursos que generan aquellos agentes que inyectan energía en la red. Lo mismo podría suceder ante una incorporación importante de cargadores de vehículos eléctricos (Ministerio de Energía, 2018).

<sup>57</sup> La mayoría de los ingresos que perciben las empresas distribuidoras son variables ya que dependen principalmente de la energía comercializada (Ministerio de Energía, 2018).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
			<p>Existe la percepción de los usuarios BT1 que inyectan energía a la red, que la regulación es injusta pues ellos ven que se les cobra más caro por la energía que consumen que lo que se les paga por generarla (Ministerio de Energía, 2018).</p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>Diferencias importantes en los precios que ven los clientes finales no residenciales en las distintas zonas del país (Ministerio de Energía, 2018).<sup>58</sup></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p><b>(-Equidad)</b></p> <p>Oferta limitada de tarifas. Por ejemplo, no existen tarifas con señales de precios adecuadas que permitan aprovechar excedentes de energía y realizar gestión energética de la demanda, asignando correctamente los costos que se generan en la red (Ministerio de Energía, 2018).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Innovación y Modernización)</b></p> <p>La tarifa volumétrica tiene implícito un subsidio cruzado desde usuarios de mayor consumo de energía a aquellos de menor consumo (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>No considera la participación de stakeholders en el proceso de determinar la tarifa (Moreno, y otros, 2020).</p> <p><b>(-Transparencia)</b></p>

<sup>58</sup> Esta condición comenzó a cambiar gracias a la Ley de Equidad Tarifaria, que ha permitido reducir las diferencias de precio de la tarifa residencial entre algunas zonas. Sin embargo, aún existen diferencias marcadas en las otras opciones tarifarias como también entre sistemas interconectados, medianos y aislados (Ministerio de Energía, 2018).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
<b>B</b>	Tarifas costo-reflectivas	<p>Desde un punto de vista económico, la costo-reflectividad es deseable ya que entrega señales adecuadas a los usuarios, tanto de consumo como de inversión eficiente en DER (ISCI, 2019; Markham, 2019; Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018; Convery, Mohlin, &amp; Spiller, 2017).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b> <b>(+Innovación y Modernización)</b></p> <p>Reduce los costos totales del sistema (Convery, Mohlin, &amp; Spiller, 2017).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p>Promueve la equidad evitando subsidios cruzados regresivos desde usuarios vulnerables hacia usuarios acomodados (Convery, Mohlin, &amp; Spiller, 2017).</p> <p><b>(+Equidad)</b> <b>(+Transparencia)</b></p>	<p>Difíciles de implementar (Markham, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p>Dificultad de los usuarios para entender y responder a las señales de precio de la tarifa, como también de elegir la tarifa correcta<sup>59</sup> (Lu &amp; Price, 2018). Pueden existir usuarios sin capacidad para responder<sup>60</sup> a tarifas costo-reflectivas, y que sólo verán un aumento de costos en su tarifa (Lu &amp; Price, 2018).</p> <p><b>(-Equidad)</b> <b>(-Transparencia)</b></p> <p>Posibles impactos en consumidores vulnerables por tener menor capacidad de optimizar su consumo<sup>61</sup> (PwC, 2017; Lu &amp; Price, 2018).</p> <p><b>(-Equidad)</b></p> <p>Posibles diferencias de precios y/o calidad de servicio entre consumidores rurales y urbanos.</p> <p><b>(-Transparencia)</b> <b>(-Equidad)</b></p>
<b>C</b>	Subsidios cruzados	<p>Pueden ser necesarios para alcanzar precios asequibles y confiabilidad en áreas rurales (Moreno, y otros, 2020).</p> <p><b>(+Equidad)</b></p>	<p>Sistema poco eficiente. Alternativamente, se pueden evitar los subsidios cruzados diseñando tarifas que reflejen la estructura de costos, y subsidiando directamente a los consumidores más vulnerables (ISCI, 2019; Moreno, y otros, 2020).</p>

<sup>59</sup> Racionalidad limitada: en la toma de decisiones, la racionalidad está limitada por la información disponible, capacidades cognitivas y la cantidad finita de tiempo para tomar una decisión.

<sup>60</sup> Poca flexibilidad para cambiar su comportamiento energético.

<sup>61</sup> Se refiere a la elección de la tarifa y a la capacidad de responder a señales de precio (tanto en comportamiento como en incorporación de tecnologías).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
		En el caso de la tarifa volumétrica, esta es poco compleja y de fácil aceptación por parte de los usuarios (Lu & Price, 2018).	<p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p>Tienden a esconder los costos reales del sistema (Goanna Energy Consulting, 2016).</p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p>No asegura equidad. Los subsidios cruzados pueden provenir desde usuarios vulnerables hacia usuario acomodados (Lu &amp; Price, 2018).</p> <p><b>(-Equidad)</b></p>

¿Dónde se ubican las opciones?

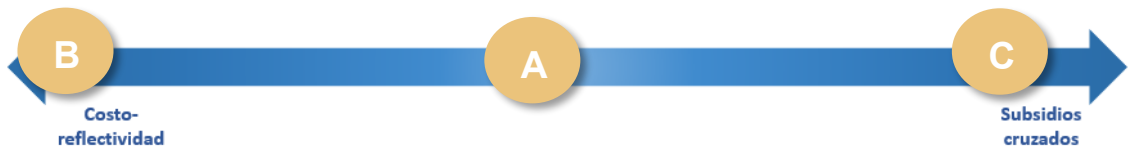


Figura 16. Posición de las alternativas en el eje.

### A3.3 Comercialización e integración de DERs

Tabla 17. Ventajas y desventajas de distintos niveles de liberación del mercado (en colores una propuesta de cómo se relacionan las ventajas con los criterios de evaluación seleccionados).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
A	Sistema actual en Chile	<p><b>Comercialización:</b> Compra de energía para clientes regulados a partir de licitaciones de largo plazo tiene implícito un mecanismo de suficiencia del sistema (adequacy)<sup>62</sup> (ISCI, 2019).</p>	<p><b>Comercialización:</b> Diferencias importantes entre el costo de la energía que percibe el cliente regulado y el libre (Ministerio de Energía, 2018).</p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p><b>(-Equidad)</b></p> <p><b>Comercialización:</b> En la venta de energía, los contratos a largo plazo</p>

<sup>62</sup> Que ha permitido a nuevos generadores acceder a créditos para el financiamiento de su instalación (ISCI, 2019).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
			<p>tienen costos de riesgo implícitos. A largo plazo (y en términos teóricos), es más barato estar expuesto a precios del mercado spot (Strbac &amp; Pollitt, 2017).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>Comercialización /DER:</b> La condición de monopolio regulado del segmento representa una barrera de entrada a nuevos participantes que podrían mejorar la eficiencia en servicios potencialmente competitivos (ISCI, 2019)</p> <p><b>(-Competencia)</b></p> <p><b>(-Innovación)</b></p> <p><b>DER:</b> La regulación no captura todos los beneficios de la agregación y respuesta de demanda<sup>63</sup> (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Innovación)</b></p>
B	100% regulado <sup>64</sup>	<p><b>Comercialización:</b> La literatura internacional dice que lo mejor es un comprador único desde el punto de vista de la eficiencia económica. Teóricamente alcanza la misma eficiencia que la competencia perfecta.</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p><b>(+Transparencia)</b></p> <p><b>DERs:</b> Acceso al financiamiento y bajo costo de capital (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018).</p>	<p><b>Comercialización:</b> En la venta de energía, los contratos a largo plazo tienen costos de riesgo implícitos. A largo plazo (y en términos teóricos), es más barato estar expuesto a precios del mercado spot (Strbac &amp; Pollitt, 2017).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>Comercialización/DER:</b> Clientes sin libertad de elección para optar por suministros asociados a medios de generación con atributos de su preferencia<sup>65</sup> (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Competencia)</b></p>

<sup>63</sup> Sólo permite a los generadores materializar beneficios de la respuesta de demanda en los mercados de energía. Tampoco se establecen principios sobre cómo un proveedor de respuesta de demanda interactúa en otros mercados y servicios, como los servicios complementarios, mecanismos de capacidad, y prestación de servicios para la gestión de la red, entre otros (ISCI, 2019).

<sup>64</sup> Proveedores de DERs proveen servicios a través de la distribuidora o directamente a la distribuidora.

<sup>65</sup> E.g. renovable, local, de altas emisiones.

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
		<p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p><b>DERs:</b> Economías de escala (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p><b>DERs:</b> La relación existente de la distribuidora con el cliente que puede ser aprovechada para implementar DERs (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018)</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p><b>DERs:</b> La distribuidora puede planificar/implementar DERs optimizando todo el sistema eléctrico (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018; De Martini, Kristov, &amp; Schwartz, 2015; Strbac &amp; Pollitt, 2017).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p><b>(+Innovación)</b></p>	<p><b>DERs:</b> Riesgo para las distribuidoras de financiar activos ubicados en el cliente final (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, &amp; Lacy, 2018).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p>
C	100% liberalizado	<p><b>Comercialización:</b> Libertad de elección para los usuarios y posibilidad de optar por suministros asociados a medios de generación con atributos de su preferencia<sup>66</sup> (ISCI, 2019).</p>	<p><b>Comercialización:</b> Dificultad de los usuarios para entender y elegir el comercializador con la mejor oferta<sup>68</sup> (Lu &amp; Price, 2018). Inercia a mantener el comercializador actual y no optar por alternativas más costo-efectivas<sup>69</sup> (Deller, y otros, 2018).</p>

<sup>66</sup> E.g. renovable, local, de altas emisiones.

<sup>68</sup> Racionalidad limitada: en la toma de decisiones, la racionalidad está limitada por la información disponible, capacidades cognitivas y la cantidad finita de tiempo para tomar una decisión.

<sup>69</sup> Sesgo de status quo: cuando las personas prefieren mantener la opción actual a pesar de que existen otras opciones mejores.

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
		<p><b>(+Competencia)</b></p> <p><b>Comercialización:</b> Cada consumidor puede pagar por el nivel de confiabilidad que desea a un precio específico (Strbac &amp; Pollitt, 2017).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p><b>(+Transparencia)</b></p> <p><b>Comercialización/DER:</b> La competencia en el segmento de comercialización favorece la implementación de soluciones innovadoras de suministro a consumidores finales, lo que cobra cada vez más relevancia en vista del desarrollo de DERs (ISCI, 2019).</p> <p><b>(+Competencia)</b></p> <p><b>(+Innovación)</b></p> <p><b>Comercialización/DER:</b> Menores costos de conexión y mejores tiempos de respuesta del servicio de conexión (ISCI, 2019).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p><b>(+Transparencia)</b></p> <p><b>DER:</b> Trato no-discriminatorio para los implementadores de DER<sup>67</sup> (De Martini, Kristov, &amp; Schwartz, 2015)</p> <p><b>(+Competencia)</b></p> <p><b>(+Transparencia)</b></p>	<p><b>(-Equidad)</b></p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p><b>(-Competencia)</b></p> <p><b>Comercialización:</b> Comercializadores tienen poca capacidad de generar incentivos a la inversión eficiente en generación debido a su foco en contratos de abastecimiento de corto y mediano plazo (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>Comercialización:</b> Las mejoras en eficiencia de procesos y mejores contratos de abastecimiento de los comercializadores muchas veces no se traducen en menores y mejores tarifas para todos los usuarios de la red (ISCI, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>Comercialización:</b> Requiere de generar mecanismos para asegurar la suficiencia del sistema (ISCI, 2020).</p> <p><b>Comercialización/DER:</b> La regulación es necesaria si el nivel de competencia es bajo (Strbac &amp; Pollitt, 2017).</p> <p><b>Comercialización/DER:</b> Posibles impactos en consumidores vulnerables por tener menor capacidad de elegir el comercializador con la mejor oferta y/o incorporar tecnologías de DER (PwC, 2017; Lu &amp; Price, 2018).</p> <p><b>(-Equidad)</b></p> <p><b>DER:</b> No está claro si un mercado competitivo de DERs puede ser costo-efectivo desde el punto de vista del</p>

<sup>67</sup> Siempre y cuando la distribuidora no pueda participar en los mercados de implementación de DERs.

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
			sistema eléctrico (Strbac & Pollitt, 2017).

¿Dónde se ubican las opciones?

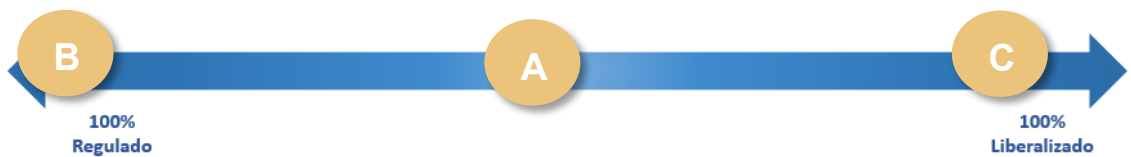


Figura 17. Posición de las alternativas en el eje.

### A3.4 Segmentación del mercado (límite entre clientes libres y regulados)

Tabla 18. Ventajas y desventajas de sistema actual y uno 100% liberalizado (en colores una propuesta de cómo se relacionan las ventajas con los criterios de evaluación seleccionados).

N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
A	Sistema actual en Chile	<p>Permite la comercialización para clientes libres (<math>\geq 500</math> kW)</p> <p><b>(+Competencia)</b></p> <p>Facilita la contratación de suministro a largo plazo para el desarrollo de inversiones de generación renovable.</p> <p><b>(+Descarbonización)</b></p> <p><b>(+Innovación)</b></p> <p>Con un único comprador (CNE) para suministro regulado se pueden obtener precios competitivos en</p>	<p>Diferencias importantes entre el costo de la energía que percibe el cliente regulado y el libre (Ministerio de Energía, 2018).</p> <p><b>(-Transparencia)</b></p> <p><b>(-Equidad)</b></p> <p>Rigidiza los precios de suministro en contratos de largo plazo.</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p>Buena parte de la suficiencia del sistema la terminan pagando sólo los clientes regulados.</p> <p><b>(-Equidad)</b></p>



N°	Sistema	Ventajas	Desventajas
		<p>componente generación (menores costos de transacción).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p>Entrega suficiencia al sistema (ISCI, 2019)<sup>70</sup>.</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p><b>(+Seguridad)</b></p>	
<b>B</b>	Base 0 (100% liberalizado)	<p>Permite la presencia del comercializador en clientes pequeños, lo que introduce competencia (ISCI, 2019).</p> <p><b>(+Competencia)</b></p> <p>Cada consumidor puede pagar por el nivel de confiabilidad y riesgo que desea a un precio específico (Strbac &amp; Pollitt, 2017).</p> <p><b>(+Eficiencia)</b></p> <p><b>(+Transparencia)</b></p> <p>Libertad de elección para los usuarios (ISCI, 2019).</p>	<p>En general, para los pequeños consumidores, los beneficios teóricos de la liberalización del mercado no se producen en la práctica (Concettini &amp; Créti, 2013).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Competencia)</b></p> <p>Pequeños clientes son poco activos en el mercado de la electricidad, tienen poco poder de negociación y altos costos transaccionales (Deller, y otros, 2018; Poudineh, 2019).</p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p><b>(-Competencia)</b></p> <p>Posibles impactos en consumidores vulnerables por tener menor capacidad de elegir el comercializador con la mejor oferta y/o incorporar tecnologías de DER (PwC, 2017; Lu &amp; Price, 2018).</p> <p><b>(-Equidad)</b></p> <p>Requiere de generar mecanismos para asegurar la suficiencia del sistema (ISCI, 2020).</p> <p>La regulación del mercado de comercialización o retail es necesaria si el nivel de competencia es bajo (Strbac &amp; Pollitt, 2017).</p>

### ¿Dónde se ubican las opciones?



Figura 18. Posición de las alternativas en el eje.

## A3.5 Acceso y Gestión de la Información

Principios para institucionalidad del Acceso y Gestión de la Información:

- Tiene características de monopolio natural por lo que debe ser regulado (ISCI, 2019)<sup>71</sup>.
- Debe ser un único organismo independiente y sin intereses en actividades comerciales competitivas en el sector eléctrico (ISCI, 2020).
- Acceso igualitario y no discriminatorio para generar condiciones de competencia adecuadas e incorporación de nuevos actores. Prohibición de conductas excluyentes como consecuencia de acceso privilegiado a datos de consumo energético (Universidad de Chile, 2019).
- Los consumidores de energía tienen derechos de privacidad respecto de sus datos de consumo. Es necesario el consentimiento del usuario para el acceso, uso y manejo de datos por parte de terceros (Universidad de Chile, 2019; Borregaard, y otros, 2018).
- La publicación de datos agregados no debe permitir la identificación o individualización de consumidores particulares (Universidad de Chile, 2019).
- Para resguardar el acceso abierto a las redes de distribución debe existir validación y publicidad de las características técnicas y operativas de las redes (símil red de transmisión es el coordinador quien resguarda que la información sea pública y válida).

Tabla 19. Ventajas y desventajas de distintos sistemas de gestión de la información (en colores una propuesta de cómo se relacionan las ventajas con los criterios de evaluación seleccionados).

N°	Gobernanza	Ventajas	Desventajas
A	Distribuidora (sin separación de propiedad ni roles) (caso actual).	Posibilidad de integrar la infraestructura de red de comunicaciones	Pérdida de economías de escala si se realiza por

<sup>71</sup> Ver Buchmann (2017) sobre las características monopólicas del Gestor de Información.

N°	Gobernanza	Ventajas	Desventajas
		<p>con la de distribución (Expert Group 3, 2013).</p> <p><b>(+ Eficiencia)</b></p> <p>La distribuidora ya es un ente regulado<sup>72</sup>. Esto implica: menos complejidad en el nuevo marco regulatorio y mayor confianza por parte de los consumidores a un ente ya conocido (Expert Group 3, 2013).</p> <p><b>(+ Eficiencia)</b></p>	<p>zona de concesión (ISCI, 2020).<sup>73</sup></p> <p><b>(-Eficiencia)</b></p> <p>Uso de ventaja competitiva por parte de la distribuidora y de barreras de entrada a nuevos actores (PUC &amp; CNE, 2017; Buchmann, 2017).</p> <p><b>(- Competencia)</b></p> <p><b>(- Transparencia)</b></p> <p><b>(- Innovación)</b></p> <p>Requiere de exhaustiva regulación y fiscalización para asegurar neutralidad (Brunekreeft, Luhmann, Menz, Müller, &amp; Recknagel, 2015).</p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p>
<b>B</b>	<p>Distribuidora (sin separación de propiedad, pero con gobernanza común entre los stakeholders del sector)<sup>74</sup>.</p> <p>(Brandstät, Brunekreeft, Buchmann, &amp; Friedrichsen, 2014).</p>	<p>Puede asegurar coordinación y competencia al mismo tiempo (Brandstät, Brunekreeft, Buchmann, &amp; Friedrichsen, 2014).</p> <p><b>(+ Eficiencia)</b></p> <p><b>(+ Competencia)</b></p> <p>Posibilidad de integrar la infraestructura de red de comunicaciones con la de distribución</p>	<p>Posición contraria: no se puede alcanzar coordinación y competencia simultáneamente (Buchmann, 2017).</p> <p><b>(- Competencia)</b></p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p> <p>Pérdida de economías de escala si se realiza por</p>

<sup>72</sup> El negocio regulado es el servicio de distribución que prestan las distribuidoras, no necesariamente los otros negocios. Cuando el giro exclusivo comience a regir podría cambiar eso.

<sup>73</sup> La empresa distribuidora puede ejercer el rol de gestión de mediciones dentro de su zona de concesión; sin embargo, esto resultaría en un gestor de información distinto para cada área de concesión, perdiéndose importantes economías de escala en la infraestructura de gestión de datos.

<sup>74</sup> Separa la gestión de la información de la operación de las redes. Sin embargo, no separa la propiedad de la infraestructura de red de electricidad y comunicaciones. La gobernanza de la gestión de la información "común". Es decir, en la gobernanza están incluidos todos los actores de las redes de distribución.

N°	Gobernanza	Ventajas	Desventajas
		<p>(Expert Group 3, 2013). <b>(+ Eficiencia)</b></p> <p>La distribuidora ya es un ente regulado<sup>75</sup>. Esto implica: menos complejidad en el nuevo marco regulatorio y mayor confianza por parte de los consumidores a un ente ya conocido (Expert Group 3, 2013). <b>(+ Eficiencia)</b></p>	<p>zona de concesión (ISCI, 2020).<sup>76</sup></p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p>
C	Distribuidora (con propiedad separada entre la gestión de la información y la operación de las redes).	<p>Posibilidad de integrar la infraestructura de red de comunicaciones con la de distribución (Expert Group 3, 2013). <b>(+ Eficiencia)</b></p> <p>La distribuidora ya es un ente regulado, esto implica: menos complejidad en el nuevo marco regulatorio y mayor confianza por parte de los consumidores a un ente ya conocido (Expert Group 3, 2013). <b>(+ Eficiencia)</b></p>	<p>Pérdida de economías de escala si se realiza por zona de concesión (ISCI, 2020).<sup>77</sup></p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p> <p>Baja coordinación<sup>78</sup> y pérdidas de eficiencia<sup>79</sup> (Brandstät, Brunekreeft, Buchmann, &amp; Friedrichsen, 2014). <b>(- Eficiencia)</b></p> <p>Sigue existiendo la sospecha de uso de ventaja competitiva por parte de la distribuidora y de barreras de entrada a nuevos actores (PUC &amp;</p>

<sup>75</sup> El negocio regulado es el servicio de distribución que prestan las distribuidoras, no necesariamente los otros negocios. Cuando el giro exclusivo comience a regir podría cambiar eso.

<sup>76</sup> La empresa distribuidora puede ejercer el rol de gestión de mediciones dentro de su zona de concesión; sin embargo, esto resultaría en un gestor de información distinto para cada área de concesión, perdiéndose importantes economías de escala en la infraestructura de gestión de datos.

<sup>77</sup> La empresa distribuidora puede ejercer el rol de gestión de mediciones dentro de su zona de concesión; sin embargo, esto resultaría en un gestor de información distinto para cada área de concesión, perdiéndose importantes economías de escala en la infraestructura de gestión de datos.

<sup>78</sup> Coordinación se refiere a la integración (vertical y horizontal) de todos los actores de manera que el sistema opere de manera eficiente (Brandstät, Brunekreeft, Buchmann, & Friedrichsen, 2014).

<sup>79</sup> La distribuidora no gana en coordinación si están separados sus negocios (Brandstät, Brunekreeft, Buchmann, & Friedrichsen, 2014).

N°	Gobernanza	Ventajas	Desventajas
			<p>CNE, 2017; Buchmann, 2017).</p> <p><b>(- Competencia)</b> <b>(- Transparencia)</b> <b>(- Innovación)</b></p> <p>Requiere de exhaustiva regulación y fiscalización para asegurar neutralidad (Brunekreeft, Luhmann, Menz, Müller, &amp; Recknagel, 2015).</p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p>
D	Ente independiente y regulado (privado o estatal).	<p>Neutralidad frente a los distintos actores e intereses (Brunekreeft, Luhmann, Menz, Müller, &amp; Recknagel, 2015).</p> <p><b>(+ Competencia)</b> <b>(+ Transparencia)</b></p> <p>Independencia y economías de escala (Expert Group 3, 2013).</p> <p><b>(+ Eficiencia)</b> <b>(+ Transparencia)</b></p> <p>Asegura interoperabilidad ya que define el estándar (Expert Group 3, 2013).</p> <p><b>(+ Eficiencia)</b> <b>(+ Competencia)</b></p> <p>Posibilidad de que compañías sin participación en el sector eléctrico puedan participar en la gestión y protección de datos. El manejo de datos es una tecnología de poca</p>	<p>Requiere de regulación y fiscalización para asegurar neutralidad (Brunekreeft, Luhmann, Menz, Müller, &amp; Recknagel, 2015).</p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p> <p>Baja coordinación y pérdidas de eficiencia (Brandstät, Brunekreeft, Buchmann, &amp; Friedrichsen, 2014).</p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p> <p>En caso de que sea un ente público (e.g CNE), no se reconocen economías de ámbito significativas para asumir este rol de manera eficiente (ISCI, 2020).</p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p>

N°	Gobernanza	Ventajas	Desventajas
		<p>especificidad, y no debiera limitarse su oferta a empresas eléctricas u otros organismos del sector (ISCI, 2020).</p> <p><b>(+ Competencia)</b></p>	
E	<p>Sistema desregulado. Modelo: Data Access Point Manager (DAM)<sup>80</sup>.</p>	<p>Independencia y neutralidad (Brandstät, Brunekreeft, Buchmann, &amp; Friedrichsen, 2014).</p> <p><b>(+ Competencia)</b></p> <p><b>(+ Transparencia)</b></p> <p>Libertad de elegir para el consumidor (Expert Group 3, 2013).</p> <p><b>(+ Competencia)</b></p> <p><b>(+ Transparencia)</b></p> <p>Consumidor decide qué información entrega y a quién (Expert Group 3, 2013).</p> <p><b>(+ Competencia)</b></p> <p><b>(+ Transparencia)</b></p> <p>Los datos son almacenados por los</p>	<p>Baja coordinación y pérdidas de eficiencia (Brandstät, Brunekreeft, Buchmann, &amp; Friedrichsen, 2014).</p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p> <p>Requiere un alto nivel de estandarización (para asegurar interoperabilidad) (Expert Group 3, 2013).</p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p> <p>Falta de interés de proveedores de participar en zonas poco densas o vulnerables.</p> <p><b>(- Eficiencia)</b></p> <p><b>(- Competencia)</b></p>

<sup>80</sup> Genera un mercado competitivo. Cada DAM construye su propia infraestructura. La DAM no almacena datos de los usuarios. Los datos son almacenados por los propios usuarios de manera descentralizada, lo que permite que estos tengan control de sus datos. La DAM funciona como una interfaz para que el usuario pueda decidir a quién le permite acceder a sus datos.

N°	Gobernanza	Ventajas	Desventajas
		propios usuarios (Expert Group 3, 2013). (+ Competencia) (+ Transparencia)	

¿Dónde se ubican las opciones?



Figura 19. Posición de las alternativas en el eje.